Certifié conforme à l'original

Le secrétaire du Conseil d'Administration
Mathilde Brabant

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2024

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



SOMMAIRE

1 Présentation du Groupe 7

RFA 1.1 Histoire et organisation 8
RFA 1.2 Stratégie et objectifs 13
RFA 1.3 Recherche et innovation 15
RFA 1.4 Performance financière 17
RFA 1.5 Performance Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG) 19
1.6 Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024 22
1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 40

2 Facteurs de risque et contrôle interne RFA 43

2.1 Processus de gestion des risques 45
2.2 Facteurs de risque 47
2.3 Procédures de contrôle interne 62

3 État de durabilité et plan de vigilance RFA 67

3.1 État de durabilité 68
3.2 Plan de vigilance 223

4 Gouvernement d'entreprise 239

RFA 4.1 Organisation et fonctionnement de la gouvernance 240
RFA 4.2 Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif 273
RFA 4.3 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 296
RFA 4.4 Code de gouvernement d'entreprise 301
4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 302

5 Informations sur le capital et l'actionnariat 303

RFA 5.1 Informations sur le capital 304
RFA 5.2 Titres non représentatifs du capital 307
5.3 Obligations vertes 308
RFA 5.4 Actionnariat 318
5.5 Calendrier des communications financières 320

6 Informations financières RFA 321

6.1 Examen de la situation financière 322
6.2 Comptes consolidés 337
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 443
6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2024 450
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 499

7 Informations complémentaires 503

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 504
7.2 Contrats importants 505
RFA 7.3 Litiges et arbitrages 506
7.4 Documents accessibles au public 506
RFA 7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 506
7.6 Table de conversion 507
7.7 Unités de mesure 507
7.8 Sigles et acronymes 508
7.9 Glossaire 509
7.10 Index thématique 512
7.11 Table de concordance 513

Les éléments du rapport financier annuel sont identifiés dans le sommaire à l'aide du pictogramme RFA



DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2024

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

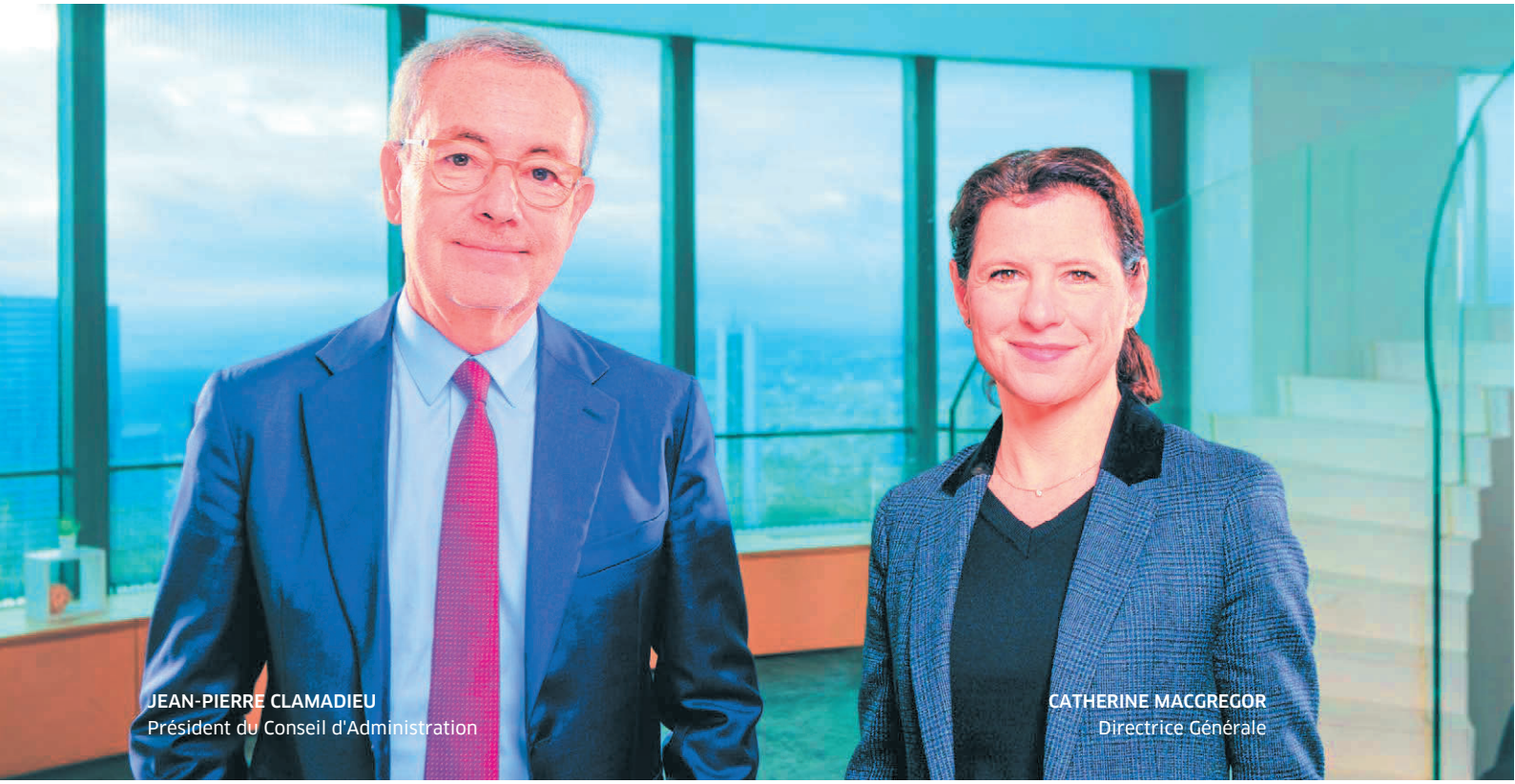
ENGIE est un acteur mondial de l'énergie, centré sur les renouvelables et les infrastructures énergétiques décentralisées bas carbone, soutenant la décarbonation de ses clients. Grâce à notre approche industrielle et guidés par notre raison d'être, nous avons une position unique pour construire le système énergétique bas carbone de demain et relever les défis du changement climatique

AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le présent Document d'enregistrement universel a été déposé le 13 mars 2025 sous le numéro D.25-0091 auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), en sa qualité d'autorité compétente au titre du Règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement. Le Document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au Document d'enregistrement universel. L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au Règlement (UE) 2017/1129.

Le rapport financier annuel est une reproduction de la version officielle du rapport financier annuel qui a été établie au format ESEF (European Single Electronic Format) et est disponible sur le site www.engie.com.

NOS RÉSULTATS REFLÈTENT NOTRE ENGAGEMENT COLLECTIF POUR FAIRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE UNE RÉALITÉ



JEAN-PIERRE CLAMADIEU
Président du Conseil d'Administration

CATHERINE MACGREGOR
Directrice Générale

Quel regard portez-vous sur les transformations du paysage énergétique mondial ?

Jean-Pierre Clamadieu : 2024 a été une année intense, marquée par un contexte politique instable dans un certain nombre de pays où le Groupe est présent, et en tant qu'énergéticien, nous y sommes évidemment sensibles.

En Europe, les priorités de la nouvelle Commission et du Parlement s'articulent autour de la transformation du *Green Deal* en *Clean Industrial Deal*, avec les mêmes objectifs mais avec une attention portée à la simplification des réglementations et à la consolidation de la compétitivité de l'industrie. Aux États-Unis, l'élection de Donald Trump suscite des interrogations sur l'avenir des politiques climatiques.

Sur le plan économique, la persistance de taux d'intérêt élevés au niveau mondial freine les investissements dans les énergies renouvelables.

Sur le plan climatique enfin, l'année 2024 a été la plus chaude jamais enregistrée et la première au-dessus de 1,5 °C. Malgré l'urgence, les efforts au niveau mondial restent insuffisants : la COP 29 s'est soldée par un bilan mitigé.

Dans ce paysage, notre Groupe reste bien positionné et poursuit la mise en œuvre de sa stratégie tout en faisant preuve d'adaptabilité et de résilience. Il est en ordre de marche pour aborder les prochaines étapes de sa trajectoire de croissance.

Catherine MacGregor : Dans ce contexte d'incertitudes, la transition énergétique bénéficie néanmoins de tendances de fond, nous le constatons dans toutes nos activités.

Les marchés de l'énergie continuent d'évoluer rapidement, avec un besoin croissant de solutions de flexibilité pour garantir la stabilité du système énergétique, à mesure que les énergies renouvelables deviennent une source majeure de production et que la demande des clients pour une énergie décarbonée s'accroît.

"Notre Groupe reste bien positionné et poursuit la mise en œuvre de sa stratégie."

Ces technologies sont désormais plus abordables. La diversification des chaînes d'approvisionnement a progressé depuis la crise, même si les tensions géopolitiques nous invitent à la prudence. Le digital contribue à cette accélération en optimisant la production d'énergie renouvelable.

Portée par ces tendances de fond, la transition énergétique s'est accélérée : les énergies renouvelables ont représenté près de 50% de la production d'électricité de l'Union européenne en 2024. La course à la décarbonation est désormais mondiale : la Chine concentre la moitié des nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable installées cette année, et d'autres pays accélèrent, comme l'Inde.

Pour autant, dans un monde où l'argent public est compté, nous ne réussirons la transition qu'à condition de la rendre abordable pour tous. Cela implique de nous concentrer sur les projets les plus compétitifs. Pour cela ENGIE peut compter sur ses fondamentaux, qui sont solides, ainsi que sur sa capacité à continuer à se transformer dans un environnement dynamique.

Dans ce contexte de concurrence mondiale accrue, comment l'Europe peut-elle renforcer sa compétitivité ?

Jean-Pierre Clamadieu : Face à la concurrence des États-Unis et de la Chine, l'Europe doit faire de la transition énergétique un levier de sa réindustrialisation et de la compétitivité de son industrie.

Nous avons la chance de pouvoir nous appuyer sur un marché largement mais pas totalement intégré, et la complémentarité des systèmes de production entre États contribue à renforcer sa résilience. Nous devons investir dans le déploiement des réseaux électriques et des solutions de flexibilité, essentiels au système décarboné de demain. Il faut aussi mieux cibler les financements pour accélérer le développement des technologies les moins matures (biométhane 2G, hydrogène et ses dérivés), cruciales pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Enfin, nous avons besoin de simplification et de pragmatisme.

La Commission a montré sa volonté de prendre à bras le corps le sujet de la compétitivité industrielle à travers deux chantiers majeurs dont nous soutenons la mise en œuvre, le *Clean Industrial Deal* et la simplification réglementaire, cela va dans la bonne direction.

Comment ENGIE accompagne-t-il ses clients dans le contexte actuel ?

Catherine MacGregor : Nous apportons des solutions concrètes à nos clients, entreprises, collectivités et particuliers, partout où nous opérons. Nous accompagnons la décarbonation des entreprises qui ont un besoin croissant d'énergie verte, à commencer par les acteurs de la tech : nous avons signé de nombreux contrats d'achat d'électricité verte (*Power Purchase Agreements*) avec les GAFAM, mais aussi des entreprises comme Carrefour. Nous accompagnons également les industriels comme BASF dans le domaine des gaz verts, en leur fournissant du biométhane, via des *Biomethane Purchase Agreements*. Ces solutions s'appuient sur notre mix de production électrique décarboné et flexible, sur le développement des molécules vertes, et bien entendu sur notre expertise en gestion de l'énergie.

Nous sommes également très présents dans les infrastructures locales d'énergie que sont les réseaux de chaud et de froid, au cœur des villes et des territoires, une position que nous avons renforcée en France et en Espagne, et dans la production d'énergie sur site pour les industriels.

En France, nous avons accompagné nos clients particuliers et professionnels au cours de l'hiver 2023-2024 dans la mise en œuvre d'actions de sobriété énergétique, particulièrement les jours de forte sollicitation du réseau électrique. Nous utilisons l'IA générative dans nos call-centers en Belgique et en France. Et nous avons été élus service clients de l'année en 2024, belle reconnaissance de la compétence de nos équipes.

Où en sommes-nous de nos engagements ESG ?

Jean-Pierre Clamadieu : Concernant nos engagements climatiques, nous avons continué à réduire nos émissions de gaz à effet de serre, avec un peu plus de 48 millions de tonnes d'émissions dues à la production d'énergie. La part des renouvelables dans notre mix énergétique représente désormais 43% contre 41% en 2023. Nous nous sommes engagés à mettre à jour notre stratégie climat tous les trois ans et nous engagerons le débat avec nos actionnaires sur cette nouvelle version lors de la prochaine Assemblée Générale : ce sera un moment important pour ENGIE qui, rappelons-le, s'est donné comme raison d'être d'accélérer la transition énergétique.

Par ailleurs, ENGIE s'est engagé dans la mise en œuvre de la directive CSRD qui vise à encadrer le reporting extra-financier au niveau européen. Le premier état de durabilité est ainsi disponible dans le présent Document d'enregistrement universel et remplace la Déclaration de performance extra-financière.

Enfin, concernant nos engagements sociétaux, nous avons progressé sur notre objectif de féminisation des cadres, atteignant 32%, en ligne avec notre trajectoire 2030, même si les efforts doivent se poursuivre.

Quelles ont été les avancées stratégiques d'ENGIE cette année ?

Catherine MacGregor : Nous pouvons être très fiers de ce que nous avons accompli pour accélérer la transition énergétique, à commencer par une solide performance dans les renouvelables : nous avons atteint largement notre cible de 4 GW de capacités additionnelles installées et développé des projets importants dans toutes nos zones géographiques.

Nous avons aussi connu une croissance rapide dans le stockage d'énergie par batteries et progressé dans le domaine stratégique des infrastructures électriques, particulièrement en Amérique latine.

Parce que la molécule verte sera indispensable à un système énergétique décarboné et compétitif, nous travaillons à l'adaptation de nos infrastructures de gaz avec des projets comme MosaHYc, qui ouvre la voie à un futur réseau européen d'hydrogène, ou dans le stockage, avec HyPSTER. Nous sommes un moteur de la filière des gaz verts en Europe au travers de nos projets biométhane. Et nous poursuivons notre essor dans les réseaux urbains.

Depuis quatre ans, nous avons transformé ENGIE : notre Groupe est désormais plus industriel, plus simple, plus performant, avec un parfait alignement entre sa raison d'être, sa stratégie et ses activités. Nous pouvons ainsi viser d'être "*the best energy transition utility*" en 2030, et poursuivre avec succès notre chemin vers le Net Zéro Carbone en 2045.

ENGIE EST UN LEADER MONDIAL DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Accélérer la transition vers une économie neutre en carbone

Inscrite dans les statuts du Groupe, "la raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires, et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée."

ENGIE en chiffres

98 000
salariés

+200 000
clients B2B

19,5 M
de contrats de fourniture d'énergie B2C

305 600 km
de réseaux de transport, de distribution de gaz et d'électricité

46,1 GW (1)
de capacité totale installée dans les renouvelables (+4,2 GW en 2024)

25,7 GW
de capacités installées de production d'énergies (chaleur, froid, électricité, etc.) décentralisée (2)

54,7 GW
de capacité de production électrique thermique

2,6 GW
de batteries en opération

Indicateurs financiers 2024

73,8 Mds€
Chiffres d'affaires

25,4 Mds€
d'obligations vertes émises depuis 2014 (3)

5,5 Mds€
de Résultat Net Récurrent part du Groupe des activités poursuivies

7,3 Mds€
d'investissements de croissance

3,1
Ratio dette nette économique/EBITDA

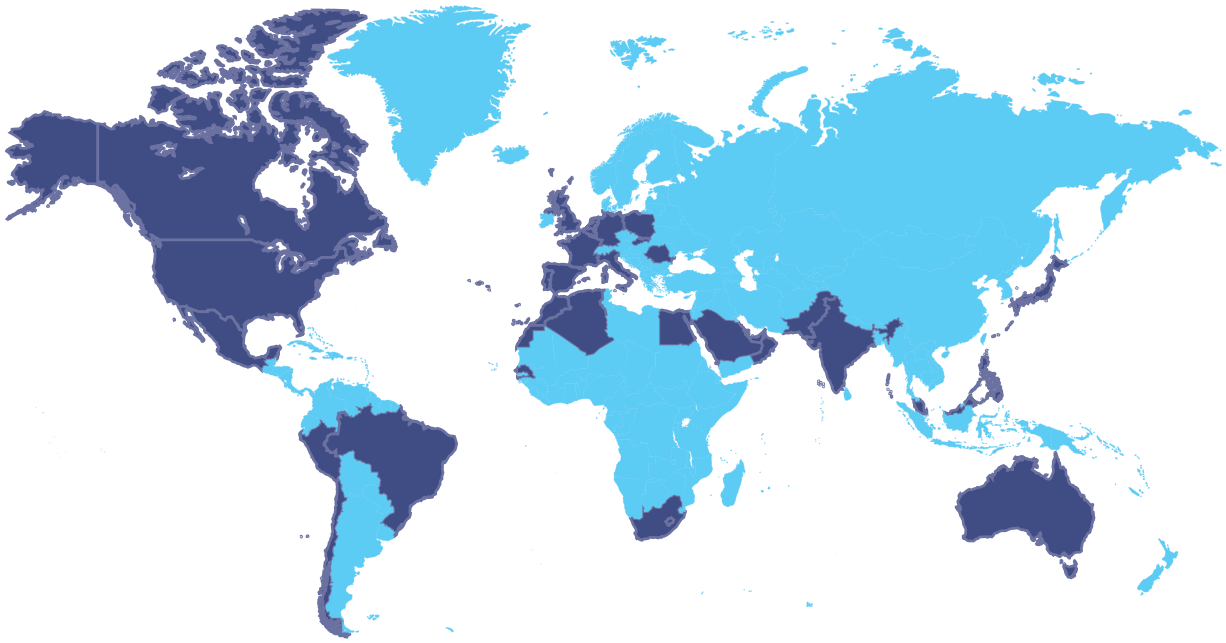
8,9 Mds€
d'EBIT hors nucléaire

1,48 €
Proposition dividende 2024 par action

Notation
Strong investment grade

(1) Capacité totale incluant un ajustement de 0,8 GW lié à un changement de définition.
(2) À 100 %.
(3) Dont équivalent de 0,7 Md€ d'obligations vertes émises par ENGIE Energia Chile en 2024.

EBIT dans le monde au 31/12/2024



NORTHAM

0,2 Md€

Amérique du Nord :
Canada, États-Unis

SOUTHAM

2 Mds€

Amérique centrale et du Sud :
Brésil, Chili, Mexique, Pérou

EUROPE

2,3 Mds€

Allemagne, Belgique, Espagne, Italie, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Roumanie, Royaume-Uni, Slovaquie

FRANCE

3,6 Mds€

GRDF, GRTgaz, Elengy, Storengy

AMEA

0,6 Md€

Asie, Moyen-Orient, Afrique :
Afrique du Sud, Algérie, Australie, Conseil de coopération du Golfe (Arabie saoudite, Bahreïn, Emirats arabes unis, Koweït, Oman, Qatar), Egypte, Inde, Japon, Malaisie, Maroc, Sénégal, Singapour, Pakistan, Philippines

Renouvelables | Infrastructures | *Energy Solutions* | *Flex Gen & Retail* | Nucléaire | GEMS

Indicateurs ESG 2024

48 Mt CO_2 éq.
d'émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie

32%
de femmes parmi les cadres du Groupe

43%
des capacités de production électrique issues des renouvelables

Rapport financier annuel, rapport de gestion, rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise, autre rapport spécial et informations en matière de durabilité

Le présent Document d'enregistrement universel intègre :

- tous les éléments du rapport financier annuel mentionné au I. de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier ainsi qu'à l'article 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers (AMF) ;
- toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 24 avril 2025 prévu à l'article L. 225-100 du Code de commerce ;
- tous les éléments du rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise prévu à l'article L. 225-37 du Code de commerce ;
- le rapport spécial sur les attributions gratuites d'actions prévu à l'article L. 225-197-4 du Code de commerce ;
- les informations en matière de durabilité mentionnées aux articles L. 232-6-3 et R. 232-8-4 du Code de commerce.

En Section 7.11 du présent Document d'enregistrement universel figure une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent document.

Incorporation par référence

En application de l'article 19 du Règlement (UE) n° 2017/1129 du 14 juin 2017, le présent Document d'enregistrement universel incorpore par référence les informations suivantes auxquelles le lecteur est invité à se reporter :

- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2023 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 236 à 252, et 253 à 374 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF le 7 mars 2024 sous le numéro D. 24-0085 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2022 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 225 à 244, et 245 à 368 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF le 9 mars 2023 sous le numéro D. 23-0082.

Les informations incluses dans ces documents, autres que celles visées ci-dessus, sont, le cas échéant, remplacées ou mises à jour par les informations incluses dans le présent Document d'enregistrement universel. Ces Documents sont accessibles dans les conditions décrites à la Section 7.4 "Documents accessibles au public" du présent Document d'enregistrement universel.

Indications prospectives et données de marché

Le présent Document d'enregistrement universel contient des indications prospectives, notamment à la Section 1.1 "Histoire et organisation", à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe", à la Section 3.1.2.1.4 "Enjeu atténuation du changement climatique et transition énergétique" et à la Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et *guidance* 2025-2027". Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des aléas et des facteurs externes, tels que ceux présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle interne".

Sauf indication contraire, les données de marché figurant dans le présent Document d'enregistrement universel sont issues des estimations internes d'ENGIE sur la base des données publiquement disponibles.

Note

Dans le présent Document d'enregistrement universel, les termes "ENGIE" ou la "Société" ou "l'Émetteur" ou "l'Entreprise" désignent la société anonyme ENGIE. Le terme "Groupe" désigne ENGIE et ses filiales.

Une table de conversion, une liste des unités de mesure, des sigles et acronymes, un glossaire des termes techniques les plus utilisés, ainsi qu'un index thématique figurent aux Sections 7.6, 7.7, 7.8, 7.9 et 7.10 du présent Document d'enregistrement universel.

Des exemplaires du présent Document d'enregistrement universel sont disponibles sans frais sur le site internet de la Société (www.engie.com), sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (www.amf-france.org) ainsi qu'auprès d'ENGIE, 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France).



1

PRÉSENTATION DU GROUPE

1.1 Histoire et organisation 8
1.1.1 Présentation 8
1.1.2 Histoire et évolution de la Société 8
1.1.3 Organisation du Groupe 9

1.2 Stratégie et objectifs 13
1.2.1 Un portefeuille d'activités complémentaires 13
1.2.2 La valeur générée grâce au modèle intégré du Groupe 15
1.2.3 Des leviers en soutien de la performance du Groupe 15

1.3 Recherche et innovation 15
1.3.1 Description et organisation 15
1.3.2 Les activités de recherche 15

1.4 Performance financière 17
1.4.1 Faits marquants 17
1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2025-2027 17
1.4.3 Chiffres clés financiers 2024 18

1.5 Performance Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG) 19
1.5.1 Politiques ESG 19
1.5.2 Atteinte des objectifs ESG à horizon 2030 20
1.5.3 Notations ESG 21

1.6 Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024 22
1.6.1 GBU Renouvelables 22
1.6.2 GBU Infrastructures 25
1.6.3 GBU *Energy Solutions* 31
1.6.4 GBU *FlexGen & Retail* 33
1.6.5 Nucléaire 37
1.6.6 Autres – dont *Global Energy Management & Sales* (GEMS) 38
1.6.7 Modèle d'affaires du Groupe 39

1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 40

1.1 HISTOIRE ET ORGANISATION

1.1.1 Présentation

"La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée".

ENGIE est un *leader* européen et mondial [(1)] dans les domaines de la production d'énergie renouvelable, des solutions de flexibilité électrique (centrales thermiques et batteries), des infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées, et de la fourniture de gaz et d'électricité :

- **production et fourniture d'énergie renouvelable** : ENGIE est le 2e opérateur hydraulique et le 1er dans l'éolien et le solaire [(2)] réunis en France et 2e développeur en Europe. Il est le 1er producteur indépendant d'hydroélectricité au Brésil [(1)]. Il est acteur dans l'éolien et pionnier dans l'éolien en mer flottant, développé dans le cadre de sa *joint-venture* avec EDP Renovàveis, Ocean Winds ;
- **production d'électricité flexible** : le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique, fournissant notamment via ses centrales à gaz des solutions apportant de la flexibilité au réseau. Il investit également dans le développement de capacités de batteries pour apporter la flexibilité nécessaire au réseau électrique. Il est par ailleurs l'acteur de référence du nucléaire en Belgique ;
- **infrastructures énergétiques centralisées :** le Groupe est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe [(1)], notamment par l'intermédiaire de filiales indépendantes, avec un portefeuille comprenant réseaux de transport, réseaux de distribution, stockage et terminaux méthaniers. Il est également un acteur important en Amérique du Sud, notamment au Mexique, au Brésil et au Chili, opérant des réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité - il y totalise ainsi, en 2024, 8 000 km de lignes de transport électrique en opération, en construction, ou en développement ;
- **infrastructures énergétiques décentralisées et services à l'énergie :** ENGIE est un des *leaders* mondiaux [(1)] qui accompagne les clients villes, collectivités, industries et tertiaires, dans la décarbonation de leurs infrastructures énergétiques. Les activités d'*Energy Solutions* se répartissent en trois grandes catégories : les réseaux locaux d'énergie (notamment réseaux de chaleur et froid, mobilité bas carbone), la production d'énergie sur site (production de chaleur, de froid, d'électricité par panneaux solaires, stockage d'énergie, etc.) et les services de performance et de gestion d'énergie (conseil, ingénierie, services de performance énergétique) ;
- **fourniture de gaz et d'électricité** : dans le monde, ENGIE fournit du gaz et de l'électricité, avec près de 20 millions de contrats, à des clients finaux dont près de la moitié se situe hors de France. En Europe, ENGIE est parmi les premiers vendeurs et importateurs de gaz. En France, ENGIE est le *leader* historique de la commercialisation de gaz et le 2e producteur et fournisseur d'électricité. En Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le 1er producteur et fournisseur d'électricité ainsi que le 1er fournisseur de gaz naturel [(2)]. ENGIE est par ailleurs l'un des *leaders* mondiaux des contrats long-terme de fourniture d'énergie verte pour les entreprises (*Corporate Power Purchase Agreement – Corporate PPA*).

1.1.2 Histoire et évolution de la Société

La Société résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France par décisions de l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de Gaz de France et de SUEZ en date du 16 juillet 2008, fusion qui a pris effet le 22 juillet 2008.

Gaz de France a été créé en 1946 initialement sous la forme d'un Établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC). La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité, du gaz et aux entreprises électriques et gazières, portant modification de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, l'a transformé en société anonyme pour une durée de 99 ans.

Le 7 juillet 2005, le capital de Gaz de France a été ouvert par voie d'introduction en bourse. La première cotation de l'action de la Société, a eu lieu le 7 juillet 2005.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie et le décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007 ont autorisé le transfert de la Société du secteur public au secteur privé. Le 22 juillet 2008, Gaz de France a absorbé SUEZ par voie de fusion-absorption, ce qui a entraîné le transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société. La nouvelle Société a adopté la raison sociale GDF SUEZ.

SUEZ résultait de la fusion de la Compagnie de SUEZ et de la Lyonnaise des Eaux intervenue en 1997. SUEZ était devenu un groupe international industriel et de services et avait pour mission de répondre aux besoins essentiels dans l'électricité, le gaz, les services à l'énergie et à l'industrie, l'eau et la propreté. Le 9 juillet 2007, SUEZ avait finalisé son offre publique de reprise de 100% du capital d'Electrabel.

Le contexte de dérégulation des marchés européens de l'énergie au début des années 1990 a favorisé le développement à l'international des deux sociétés Gaz de France et SUEZ, qui ont progressivement étendu leurs activités hors de leurs marchés historiques respectifs, tant en Europe que dans le reste du monde. Ce développement s'est poursuivi avec la société GDF SUEZ.

Ainsi GDF SUEZ a conclu le 3 février 2011 une opération de rapprochement avec International Power. En 2012, elle a confirmé sa stratégie d'acteur mondial de l'énergie en finalisant le 29 juin l'acquisition des titres détenus par les actionnaires minoritaires d'International Power.

(1) Positions concurrentielles établies sur la base d'un travail d'expertise interne du Groupe, réalisé à partir des informations disponibles publiées par les acteurs ou par des organismes externes d'analyse (Bloomberg et Global Data). Elles sont établies au périmètre du Groupe au 31/12/2024.
(2) Source Bloomberg New Energy Finance.

Le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company est arrivé à échéance le 22 juillet 2013 et n'a pas été renouvelé. Le contrat de coopération et de fonctions partagées et l'accord de financement entre la Société et SUEZ Environnement Company ont également pris fin. La Société est passée d'une consolidation globale à une mise en équivalence des activités de SUEZ Environnement Company.

Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires de GDF SUEZ a approuvé le changement de dénomination sociale de la Société en "ENGIE".

Les deux sociétés ont signé début mars 2016 un contrat prévoyant l'apport par ENGIE à SUEZ de l'intégralité du capital de la société SUEZ IP, qui était propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié notamment à la marque SUEZ. Le 5 octobre 2020, ENGIE a cédé à VEOLIA la majeure partie de sa participation dans SUEZ, soit 29,9% du capital. Le 18 janvier 2022, ENGIE a apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée par VEOLIA.

En 2019, accélérer la transition énergétique devient l'objectif affiché du Groupe.

Le 4 octobre 2022, ENGIE a finalisé la cession au groupe Bouygues d'EQUANS, entité opérationnelle en charge des services multi-techniques, ce qui constitue une étape majeure dans la mise en œuvre du plan stratégique du Groupe.

1.1.3 Organisation du Groupe

Depuis le 1er janvier 2021 et jusqu'à fin janvier 2025, ENGIE était constitué de quatre *Global Business Units* (GBU), de deux entités opérationnelles métiers, ainsi que d'un ensemble de fonctions support animées au niveau du Groupe et mutualisées à la maille régionale (voir Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe"). Un dernier ensemble regroupe les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe.

Le Groupe s'organisait ainsi autour des composantes suivantes :

- **les quatre métiers clés du Groupe sont organisés en *Global Business Units***, responsables de leurs résultats à l'échelle mondiale et de la mise en œuvre de la stratégie dans leur segment d'activités. Jusque fin janvier 2025, ces GBU étaient : GBU Renouvelables, GBU Infrastructures, GBU *Energy Solutions* et GBU *FlexGen & Retail*. Les activités liées au nucléaire et à la gestion de l'énergie sont organisées en entités opérationnelles dédiées, distinctes des GBU (respectivement Nucléaire et *Global Energy Management & Sales,* ou *GEMS*). À compter du 1er février 2025, l'organisation en GBU est la suivante : la GBU *Renewable & Flex Power*, GBU *Networks,* la GBU *Local Energy Infrastructures*, la GBU *Supply & Energy Management ;*
- **les départements fonctionnels du Groupe pilotent les fonctions support, en appui à la Direction Générale** et en coordination avec les GBU, conçoivent et déploient les politiques Groupe, et pilotent la performance financière et extra-financière ;
- **les fonctions support sont organisées dans les géographies, à la maille régionale (les *hubs* régionaux) et dans les pays.** Elles jouent un rôle clé en termes de soutien à l'activité des GBU et de développement des synergies. L'ensemble des *hubs* régionaux est piloté au niveau Groupe par une Direction dédiée Transformation & Géographies, à laquelle est rattachée Tractebel, la société d'ingénierie et de conseil du Groupe.

L'organisation fonctionne selon un principe matriciel entre les entités métiers et les départements fonctionnels, décliné aux différentes mailles géographiques.

1.1.3.1 Description des *Global Business Units* et des entités opérationnelles

Les quatre GBU sont responsables de leurs résultats dans leur segment d'activités, à l'échelle mondiale.

À ce titre, elles sont en charge, dans leur périmètre respectif et dans le cadre fixé par la Direction Générale (1) de :

- la définition de la stratégie de développement, les décisions et les arbitrages liés aux investissements ;
- la gestion des actifs industriels, l'excellence opérationnelle, la sûreté et la santé-sécurité ;
- les processus de performance, les ressources, les compétences, ainsi que le déploiement des outils numériques.

Les activités opérationnelles dans les pays sont rattachées aux GBU correspondantes.

Jusqu'au 31 janvier 2025, les activités des différentes GBU étaient les suivantes :

- la **GBU Renouvelables** développait et exploitait des actifs de production d'électricité à partir d'énergie solaire, éolienne terrestre et en mer, et hydroélectrique, le cas échéant en connexion avec des batteries (voir Section 1.6.1) ;
- la **GBU Infrastructures** acheminait l'énergie. Elle développait et exploitait des réseaux de transport et distribution de gaz, stockages et terminaux GNL ainsi que de transport d'électricité. Elle était aussi en charge de la production de biométhane (voir Section 1.6.2) ;
- la **GBU *Energy Solutions*** développait des infrastructures décentralisées bas carbone (réseaux de chauffage et de refroidissement, approvisionnement en énergie décentralisée et peu carbonée, mobilité, etc.), et des services associés d'efficacité énergétique (voir Section 1.6.3) ;
- la **GBU *FlexGen & Retail*** produisait et vendait de l'énergie. Elle opérait et développait des solutions de flexibilité en produisant l'électricité à partir de centrales thermiques et en développant des capacités de stockage d'électricité par batteries et de production d'hydrogène. Elle fournissait également du gaz et de l'électricité aux particuliers (voir Section 1.6.4).

(1) Dans les limites des dispositions du Code de l'énergie et des contraintes de régulation applicables à des entités relevant de la GBU Infrastructures.

Les marchés de l'énergie continuent d'évoluer rapidement, avec un besoin croissant de solutions de flexibilité pour garantir la stabilité du système énergétique, à mesure que les énergies renouvelables deviennent une source majeure de production et que la demande des clients pour une énergie décarbonée s'accroit. Pour capitaliser sur ces opportunités et tirer toute la valeur de son modèle intégré, ENGIE se transforme et ajuste le périmètre de ses GBU.

Ainsi, depuis le 1er février 2025, les GBU ont évolué de la sorte :

- pour fournir plus d'électrons verts et intelligents, la **GBU *Renewable & Flex Power*** regroupe les énergies renouvelables, les actifs de stockage d'électricité (notamment les batteries) et les actifs thermiques (*Combined Cycle Gas Turbine* ou CCGT) ;
- s'appuyant sur le rôle central des réseaux dans le système énergétique, la **GBU *Networks*** continue à croitre dans les réseaux électriques et à adapter les infrastructures gazières aux molécules décarbonées, tout en favorisant leur développement (biométhane, hydrogène et e-molécules) ;
- pour contribuer à la décarbonation des industries et des villes, la **GBU *Local Energy Infrastructures*** a pour ambition de consolider sa position de leader en Europe tout en étant plus sélective dans ses activités et géographies ;
- pour optimiser l'exploitation des actifs du Groupe et fournir à tous les clients de l'énergie de manière fiable et durable, la **GBU *Supply & Energy Management*** regroupe les activités de gestion de l'énergie auparavant abritées par l'entité opérationnelle GEMS (voir Section 1.6.6) et les activités de fourniture d'énergie *BtoB* et *BtoC* (*Retail*). GEMS était en charge au niveau mondial de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la gestion des risques et de l'optimisation des actifs sur les marchés. Elle vendait de l'énergie aux entreprises et proposait des solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients.

L'entité opérationnelle Nucléaire a des responsabilités similaires aux GBU dans leurs segments d'activités respectifs. Elle est dédiée à la gestion opérationnelle des unités de production nucléaire en Belgique ainsi que des droits détenus dans des centrales françaises (voir Section 1.6.5).

Chaque GBU et l'entité opérationnelle Nucléaire est supervisée par un Directeur Général Adjoint, membre du Comité Exécutif (Comex) (voir Section 4.1.3 "Direction Générale"). Ces GBU et cette entité ont ainsi en charge, sous une autorité unique, le pilotage de l'ensemble de la filière métier à l'échelle globale.

1.1.3.2 Description des fonctions support et de l'organisation géographique

Les fonctions support contribuent à la performance du Groupe, en soutien à la performance des GBU et des entités opérationnelles métiers. Elles sont pilotées par les départements fonctionnels du Corporate Groupe et sont organisées à la maille régionale et nationale.

Les départements fonctionnels du Groupe sont chargés, dans leurs domaines respectifs, de concevoir et déployer les politiques Groupe et de piloter la performance financière et extra-financière. Ils sont organisés en quatre pôles :

- Secrétariat Général, Stratégie, Recherche & Innovation, Communication ;
- Finances, Environnement, Social et Gouvernance (ESG), Achats ;
- Digital et systèmes d'information ;
- Ressources humaines.

Une animation de filière renforcée et structurée à la maille Groupe permet de garantir l'efficience opérationnelle des processus et la déclinaison des politiques définies par le Groupe.

Chacun de ces pôles est supervisé par un Directeur Général Adjoint, membre du Comex (voir Section 4.1.3 "Direction Générale").

À l'échelle géographique, les fonctions support sont mutualisées au sein de quatre *hubs* régionaux : Europe (hors France), Amérique du Nord, Amérique du Sud et Asie, Moyen-Orient, Afrique. Les *hubs* régionaux ont pour mission de soutenir l'activité des GBU dans la région en veillant à la coordination de l'ensemble des fonctions support.

Dans les pays, les *country managers* sont responsables des fonctions support et des relations avec les parties prenantes locales.

Un Directeur Général Adjoint, membre du Comex, assure la supervision des géographies et de la transformation du Groupe.

Au-delà de la gestion des *hubs* régionaux du Groupe, la Direction Transformation & Géographies est aussi en charge :

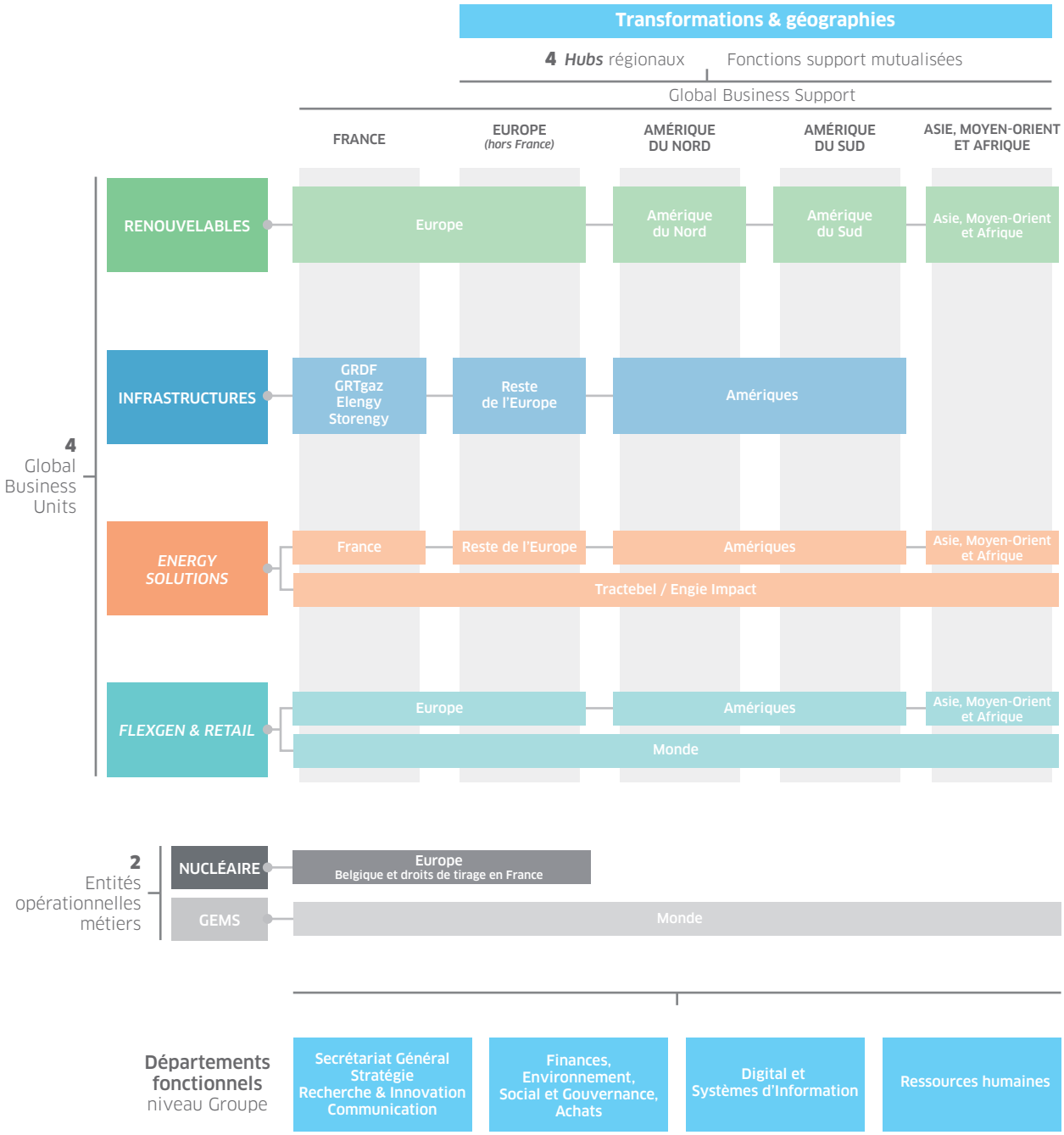
- de superviser et piloter les projets de transformation du Groupe ;
- d'assurer un rôle de supervision et d'accompagnement des projets industriels du Groupe ;
- de toutes les activités relatives à la santé et la sécurité des personnes (salariés, intérimaires et sous-traitants) et des actifs industriels au regard des objectifs que le Groupe se fixe dans ce domaine (*No Life at Risk – No Mind at Risk – No Asset at Risk*, voir Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs" et Section 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail").

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales contrôlées directement ou indirectement par la Société était de 2 579 à fin 2023. En complément des listes figurant en Note 2 "Principales filiales au 31 décembre 2024" de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et Note 4.4 "Filiales et participations" de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux", la liste des entreprises contrôlées est accessible sur le site internet du Groupe (https://www.engie.com/espace-finance, rubrique information réglementée).

La présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques des principales filiales de la Société, ainsi que de leur implantation géographique, figurent à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe".

UNE ORGANISATION MATRICIELLE TOURNÉE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE
(en place jusqu'au 31 janvier 2025)

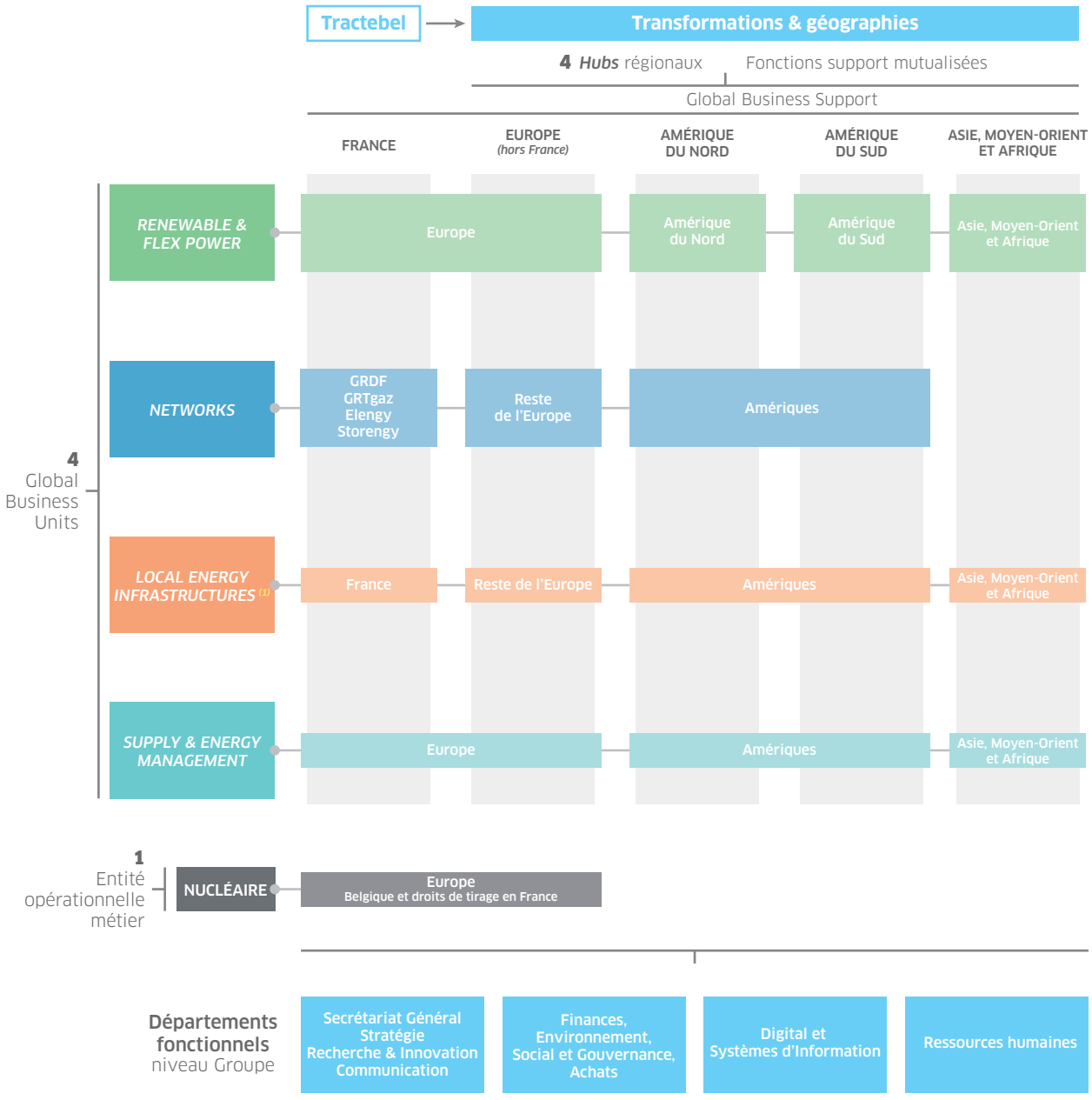
Des activités structurées autour des grands métiers



Une mutualisation renforcée des fonctions support

UNE ORGANISATION MATRICIELLE TOURNÉE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE
(en place depuis le 1er février 2025)

Des activités structurées autour des grands métiers



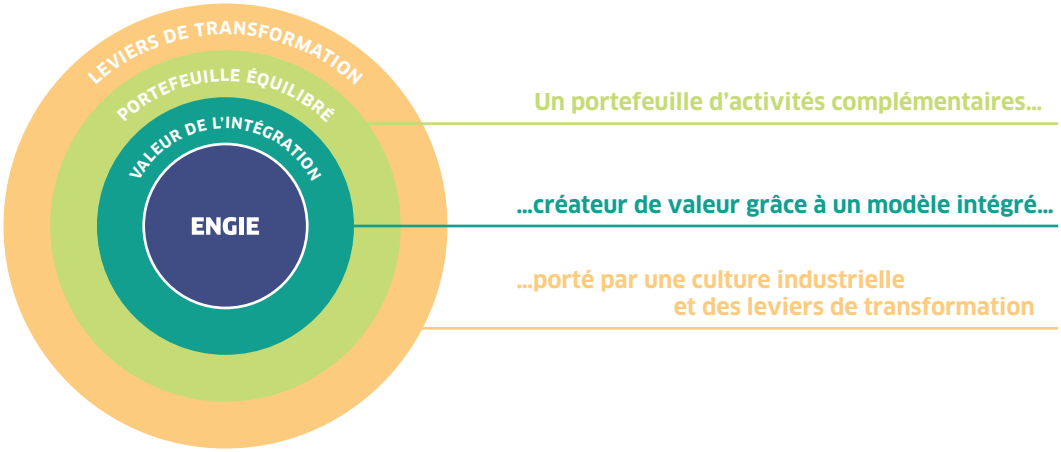
Une mutualisation renforcée des fonctions support

(1) Vision géographique à date, sous réserve des modifications qui seraient induites par la revue stratégique actuellement en cours dont l'objectif est de se recentrer sur un nombre plus limité de géographies.

1.2 STRATÉGIE ET OBJECTIFS

Fort de sa longue histoire, ENGIE occupe aujourd'hui une position qui lui permet d'être actif sur de nombreux leviers de la transition énergétique, en exploitant leurs complémentarités. S'appuyant sur cette position, l'ambition du Groupe est d'être la meilleure *utility* de la transition énergétique. Plus précisément, le Groupe se veut être un acteur de premier plan dans tous les pays où il opère, au meilleur niveau de qualité, avec les meilleurs talents. Il est actif sur l'ensemble de la chaine de valeur de la transition énergétique et son modèle intégré lui permet de créer plus de valeur et le rend plus résilient. Déterminé à être l'accélérateur de la transition énergétique, ENGIE s'est engagé à atteindre le net zéro carbone en 2045. En fournissant de manière fiable une énergie abordable et accessible à tous ses clients, ENGIE affirme son rôle en tant qu'entreprise accomplissant une mission de service public essentielle pour la société.

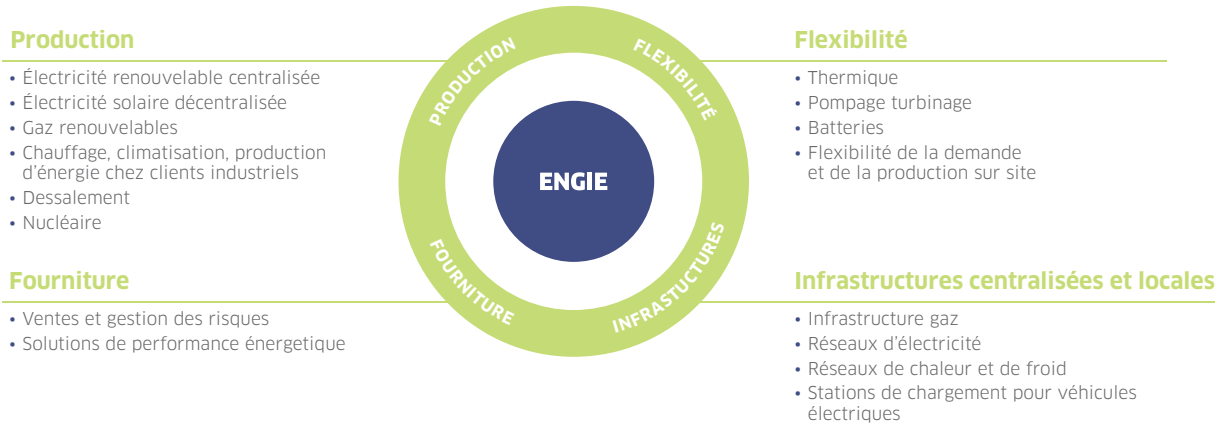
La réalisation de l'ambition du Groupe repose sur trois dimensions : un portefeuille d'activités complémentaires, créateur de valeur grâce à un modèle intégré, porté par une culture industrielle et des leviers de transformation.



ENGIE possède un portefeuille d'activités complémentaires situées le long de la chaîne de valeur de la transition énergétique, de la production, couplée à la flexibilité, à la fourniture d'énergie, en passant par les infrastructures de grande échelle (transport, distribution). Ce portefeuille comprend à la fois des activités d'infrastructures régulées, des activités contractées à moyen et long terme, et des activités exposées aux marchés. La plupart de ces activités complémentaires fonctionnent en synergie, ce qui permet de maximiser leur valeur et de diminuer les risques liés à un environnement complexe et incertain. ENGIE a pour ambition de continuer à se transformer et à faire évoluer sa culture industrielle pour se concentrer sur la performance et l'amélioration continue.

1.2.1 Un portefeuille d'activités complémentaires

Quatre types d'activités complémentaires couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur de la transition énergétique :



1.2.1.1 Production

La production se décline en production d'électricité renouvelable (centralisée et décentralisée), en production nucléaire, en production de gaz renouvelables (biométhane, hydrogène vert), de chaleur et de froid, d'énergie chez les clients industriels (solaire distribué, géothermie, pompe à chaleur, chaudière, biomasse, etc.) ainsi que d'eau par dessalement d'eau de mer. Avec 51 GW de capacités renouvelables et de stockage installées en 2024, l'objectif est d'atteindre 95 GW de capacités renouvelables et de stockage installées à horizon 2030, soit en moyenne 7 GW de capacité additionnelle par an.

Concernant les gaz verts, le Groupe vise pour 2030 une production de biométhane à hauteur de 10 TWh par an en Europe et une capacité d'injection de 50 TWh sur les réseaux en France. Le Groupe également travaille à la mise en service de 4 GW de capacité de production d'hydrogène d'ici à 2035 également.

1.2.1.2 Flexibilité

La part de marché grandissante de la production électrique renouvelable intermittente crée de nouvelles contraintes sur le système électrique qui nécessite des ressources en flexibilité.

La production thermique gaz permet de pourvoir à la pointe de la demande électrique ainsi que de répondre aux variations saisonnières. Le Groupe poursuit l'exploitation de ses actifs de production thermique, en adéquation avec la trajectoire définie de réduction de son empreinte carbone. Le désengagement des actifs charbon se confirme pour 2027, et la décarbonation des centrales à gaz est en développement.

Ensuite, le stockage par batterie satisfait au besoin en flexibilité à un pas de temps horaire. Le stockage d'électricité par pompage-turbinage remplit cette même fonction.

Enfin, en aval de la chaîne, la gestion de la demande offre aussi de la flexibilité. Grâce à des outils qui fonctionnent à la fois automatiquement et à distance, les clients industriels et particuliers peuvent moduler leur consommation d'électricité en fonction de l'offre. Outre les économies que ces services peuvent faire réaliser aux clients, ceux-ci soulagent le système électrique pendant les périodes de forte charge. Ils regroupent une variété d'actifs de pilotage présents sur les sites des clients, allant des actifs de chauffage, de refroidissement, aux véhicules électriques et aux systèmes photovoltaïques couplés à des batteries domestiques ainsi qu'à l'avenir à des électrolyseurs.

1.2.1.3 Infrastructures centralisées et locales

La stratégie du Groupe en matière d'infrastructures repose à la fois sur l'exploitation performante des réseaux de gaz et leur adaptation au développement du biométhane et de l'hydrogène et sur le développement d'infrastructures électriques à l'international. Concernant les infrastructures électriques à l'international, le Groupe poursuit son développement avec un objectif de 10 000 km en 2030. En effet, partout dans le monde, la transition énergétique va nécessiter des investissements massifs dans les années à venir dans les réseaux d'électricité, indispensables à la décarbonation du système énergétique.

Les infrastructures comprennent aussi les réseaux de chaleur, de froid et le maillage des stations de chargement de véhicules électriques. À horizon 2030, le Groupe a pour objectif de produire 20 TWh d'énergie verte (chaleur, froid et électricité) livrée à ses clients pour les activités de réseaux et de production sur site, ainsi que de proposer 25 000 points de charge pour véhicule électriques.

1.2.1.4 Fourniture d'énergie

ENGIE s'adresse à la fois aux clients particuliers, aux petits clients professionnels, aux entreprises, aux grands industriels ainsi qu'à toute entité commerciale du Groupe. L'activité repose sur la fourniture de gaz et d'électricité, sur la vente de services de décarbonation et consiste également en la gestion des risques de portefeuille énergétique et financier, avec des stratégies de couverture sur mesure.

Sur tous les marchés où ENGIE opère, l'ambition est d'être un partenaire fiable et de confiance, d'accompagner les clients dans la transition énergétique. À cette fin, les priorités sont de commercialiser, de plus en plus, des contrats d'énergie verte avec des solutions digitales de pilotage des consommations. Pour les clients industriels, ENGIE propose des solutions de performance énergétique. Ces solutions passent par des services d'installation, de maintenance et de pilotage d'équipements tels que des chaudières à Très Haut Rendement (THR), des pompes à chaleur, des équipements de toitures solaires dans le but d'aider les clients à gérer et à maîtriser leur consommation. A horizon 2030, le Groupe vise 300 TWh de vente d'électricité à l'échelle mondiale.

1.2.2 La valeur générée grâce au modèle intégré du Groupe

Le modèle intégré d'ENGIE maximise la création de valeur et la résilience du Groupe à travers trois types de sources de valeur :

- **la gestion des risques et l'augmentation des revenus grâce aux effets de portefeuille et à l'optimisation sur les marchés**. Plus précisément, il s'agit d'optimiser la production d'"électrons intelligents", combinant la production électrique des actifs du Groupe avec des solutions de stockage et de flexibilité et, en aval, d'optimiser la commercialisation de l'énergie (approvisionnement, ventes aux particuliers, ventes aux entreprises) ;
- **une solidité financière et un potentiel d'investissement accru grâce à un coût du capital réduit, à la diversification de portefeuille et à un bilan consolidé**. Les activités régulées des réseaux, aux revenus stables et prévisibles par essence, permettent au Groupe de bénéficier d'une notation de crédit favorable et donc d'un coût du capital relativement faible par rapport à ses homologues sans actifs régulés. De plus, la présence du Groupe dans 31 géographies via ses quatre *Global Business Unit* (GBU) et GEMS, avec un bilan consolidé, offre une diversification et une mutualisation qui atténuent les risques ;
- **des synergies industrielles** : les économies d'échelle et les efforts de standardisation donnent lieu à des synergies industrielles permettant une plus grande efficacité dans les processus, une réduction des coûts et une atténuation des risques opérationnels (rationalisation des achats, mutualisation des fonctions support, etc).

1.2.3 Des leviers en soutien de la performance du Groupe

La volonté d'être le meilleur énergéticien de la transition énergétique requiert de continuer à se renforcer sur différents leviers en soutien aux activités du Groupe, au premier rang desquels le numérique et l'intelligence artificielle, le développement des personnes, la capacité à être une voix reconnue et influente dans le débat public, ou encore l'intelligence commerciale et la recherche continue de la performance.

1.3 RECHERCHE ET INNOVATION

1.3.1 Description et organisation

Être un acteur majeur de la transition énergétique exige de comprendre et de maîtriser les nouvelles tendances, technologies et *business models*. Les activités de Recherche & Innovation (R&I) d'ENGIE sont au service d'une ambition : développer et intégrer des outils et des solutions innovantes, susceptibles de faire la différence, afin de consolider la position de *leader* du Groupe. Grâce à ses compétences, ENGIE dispose d'une capacité à identifier, expérimenter, déployer les solutions qui vont contribuer à rendre la transition énergétique possible et abordable. Ces travaux s'exercent dans des domaines en lien avec la stratégie du Groupe, choisis en étroite collaboration avec les GBU, en agissant simultanément sur différents horizons de temps, via différents moyens d'intervention, et en combinant expertise interne, partenariats et collaborations.

En 2024, le Groupe s'est appuyé sur l'organisation de la R&I, simplifiée et rationalisée, mise en place au 1er janvier 2022, autour de programmes de recherche et de priorités d'investissement dans des start-ups, définis avec les GBU, et mis en œuvre par les laboratoires **CRIGEN et Cylergie (France), Laborelec (Belgique), Lab Singapour (Singapour)** et par le fonds d'investissement **ENGIE New Ventures**.

À fin 2024, les équipes d'ENGIE R&I comptent plus de 650 collaborateurs.

L'alignement des priorités R&I avec les objectifs stratégiques et avec les ambitions de croissance du Groupe est assuré par une gouvernance dédiée, reposant sur un dialogue continu entre R&I et les GBU. Les priorités R&I 2024 ont porté essentiellement sur les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou encore le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée et mobilité).

1.3.2 Les activités de recherche

Les équipes de recherche travaillent dans les Labs du CRIGEN, de Cylergie, de Laborelec et dans le Lab Singapour sur tous les aspects de l'identification, du test et du développement de nouvelles technologies, aidant ainsi la performance et la différenciation des différents métiers du Groupe. Les centres et équipes de recherche peuvent également fournir l'expertise et l'assistance technique nécessaires pour les opérations clés dans les entités *business* et les projets d'innovation (par exemple, les projets de l'*Innovation Fund* européen, du pacte vert pour l'Europe et les appels d'offres majeurs). Ils fournissent une vision technologique à moyen et long terme qui éclaire les choix du Groupe.

En 2024, les dépenses de recherche et de développement technologique du Groupe se sont élevées à 146 millions d'euros.

	2024	2023	2022
Dépenses R&D (*en millions d'euros*)	146	142	135

ENGIE R&I mène par ailleurs un travail collaboratif avec des partenaires externes, industriels et académiques, sur un portefeuille d'une centaine de projets collaboratifs. Ces échanges d'expertise permettent à la fois d'aider ENGIE à porter à maturité de nouvelles technologies et offres aux clients, et aussi d'explorer et approfondir des thématiques de plus long terme. Parmi ces partenariats, ENGIE R&I collabore en particulier avec le *National Renewable Energy Laboratory* (États-Unis), le Commissariat à l'énergie atomique (France) et EnergyVille (Belgique).

ENGIE R&I participe à des projets de recherche européens ainsi qu'à des projets cofinancés par les pouvoirs publics français et belges. À titre d'exemple, ENGIE est partenaire de plus de 60 projets de recherche du programme HORIZON de la Commission européenne. Le Groupe est membre de plusieurs chaires académiques cofinancées par l'Agence Nationale de la Recherche, comme la chaire Energie et Prospérité avec l'Institut Louis Bachelier. ENGIE a également signé des partenariats avec l'Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement ainsi que le *Singapore Institute of Technology* (SIT).

Depuis 2009, ENGIE est assisté par un conseil scientifique qui rassemble 10 personnalités scientifiques de rang mondial couvrant les grandes disciplines en rapport avec les activités du Groupe.

Enfin, R&I est également responsable des activités d'innovation.

En particulier ENGIE *New Ventures* a, depuis sa création en 2014, investi dans plus de 50 *start-ups*, et dispose à date d'un portefeuille de 28 investissements dont la liste est disponible sur www.engieventures.com En 2024, les investissements dans six start-ups innovantes (dont cinq nouvelles) ont porté sur les secteurs prioritaires de développement du Groupe tels que le biométhane et la décarbonation de l'industrie.

L'objectif recherché de ces investissements est l'identification de technologies et modèles d'affaires émergents sur les métiers d'ENGIE, ainsi qu'un accès privilégié à ces innovations via des partenariats stratégiques, pour obtenir un retour sur investissement équilibré.

Au-delà de ces activités, R&I développe la culture de l'innovation. À ce titre, R&I anime la communauté des innovateurs du Groupe et favorise l'émergence des innovations internes. Ainsi en 2024, 1 400 collaborateurs ont proposé des innovations au service de la création de valeur des GBU, la performance transverse et également sur des sujets tels que la santé-sécurité, la diversité ou le Digital.

1.4 PERFORMANCE FINANCIÈRE

1.4.1 Faits marquants

Les faits marquants de l'année 2024 sont décrits dans la Section 6.1.1.1 "Résultats ENGIE 2024".

1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2025-2027

Lors de la présentation de ses résultats financiers 2024, ENGIE a mis à jour ses objectifs financiers pour la période 2025 - 2027 (voir Section 6.1).

Dans un contexte de réduction de la volatilité et d'une baisse des prix de l'énergie, et compte tenu d'un résultat financier net récurrent meilleur qu'attendu pour l'ensemble de l'année, ENGIE revoit à la hausse son objectif de résultat net récurrent part du Groupe pour l'année 2025 à un niveau désormais compris entre 4,4 et 5,0 milliards d'euros contre une fourchette de 3,9 à 4,5 milliards d'euros annoncée précédemment. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 8,0 à 9,0 milliards d'euros (contre 7,9 à 8,9 milliards d'euros auparavant).

2027 : une année de croissance pour ENGIE

Après une année 2026 qui sera marquée par la forte diminution de la contribution des activités liées au nucléaire, le Groupe prévoit un résultat net part du Groupe en croissance en 2027, à un niveau compris entre 4,4 et 5,0 milliards d'euros.

Entre 2025 et 2027, les perspectives d'ENGIE sont les suivantes :

En milliards d'euros	**Résultats 2025**	**Résultats 2026**	**Résultats 2027**
EBIT excluant le nucléaire (nouvelle)	**8,0 - 9,0**	**8,2 - 9,2**	**9,0 - 10,0**
EBIT hors nucléaire (précédente)	*7,9 - 8,9*	*8,2 - 9,2*	*n/a*
***Guidance* RNRpg (nouvelle)**	**4,4 - 5,0**	**4,2 - 4,8**	**4,4 - 5,0**
Guidance RNRpg (précédente)	*3,9 - 4,5*	*3,7 - 4,3*	*n/a*

ENGIE continue de viser une notation de crédit "strong investment grade" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x à long terme.

1.4.3 Chiffres clés financiers 2024

En millions d'euros	2024	2023	2022	2021	2020 retraité [1]	2020
1. Chiffre d'affaires	**73 812**	**82 565**	**93 865**	**57 866**	**44 306**	**55 751**
dont réalisé hors de France	41 189	45 889	59 617	33 525	25 640	33 311
2. Résultat						
EBITDA	15 566	15 017	13 713	10 563	8 908	9 276
• EBIT	10 341	10 084	9 045	6 145	4 493	4 578
• Résultat net part du Groupe	4 106	2 208	216	3 661	(1 536)	(1 536)
• Résultat net récurrent part du Groupe	5 531	5 366	5 510	3 158	1 703	1 703
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	5 531	5 366	5 223	2 927	1 726	1 703
3. Flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	13 144	13 117	8 586	7 312	7 589	7 589
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 401	14 407	12 415	9 806	8 506	8 788
Flux issus de l'investissement	(11 338)	(11 818)	(4 290)	(11 042)	(4 046)	(4 046)
Flux issus du financement	(1 457)	(218)	(2 979)	4 848	(561)	(562)
4. Bilan						
Capitaux propres part du Groupe	34 556	30 057	34 253	36 994	28 945	28 945
Capitaux propres totaux	41 458	35 724	39 285	41 980	33 856	33 856
Endettement net	33 223	29 493	24 054	25 350	22 458	22 458
Endettement/EBITDA	2,13	1,96	1,75	2,40	2,42	2,42
Total bilan	189 544	194 640	235 490	225 333	153 182	153 182
5. Données par action *(en euros)*						
• Nombre moyen d'actions en circulation [2]	2 425 841 322	2 421 449 644	2 419 985 959	2 419 429 772	2 416 072 154	2 416 820 377
• Nombre d'actions à la clôture	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
• Résultat net par action [2]	1,66	0,88	0,06	1,46	(0,71)	(0,71)
• Résultat net récurrent part du Groupe par action [2]	2,25	2,18	2,24	1,26	0,63	0,63
• Dividende distribué [3]	1,48	1,43	1,40	0,85	0,53	0,53
6. Effectifs moyens totaux	**100 480**	**98 791**	**98 020**	**174 027**	**175 873**	**175 873**
• Sociétés en intégration globale	97 322	96 816	96 116	171 754	173 398	173 398
• Sociétés en intégration proportionnelle	382	469	479	717	748	748
• Sociétés mises en équivalence	2 776	1 506	1 424	1 556	1 727	1 727

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2021).

(2) Résultat par action calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle (voir Note 12 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

(3) 2024 : proposition soumise à l'AGO.

1.5 PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE, SOCIALE ET DE GOUVERNANCE (ESG)

La performance en matière de durabilité constitue un élément essentiel de la performance globale du Groupe. Elle repose sur des engagements, des politiques et des plans d'actions pour atteindre des objectifs ESG datés et chiffrés (voir Section 1.5.2).

Dans le cadre de la mise en œuvre de la *Corporate Sustainability Reporting Directive*, elle est désormais présentée dans l'état de durabilité (voir Section 3.1), qui détaille la gouvernance, les enjeux matériels et les principaux risques ESG liés aux activités du Groupe et les résultats.

Elle fait l'objet d'une certification en assurance limitée dès 2024 (publication en 2025). Des évaluations externes par les principales agences de notations extra-financières sont également réalisées, la plupart étant conduites annuellement (voir Section 1.5.3).

Conformément aux engagements pris par le Groupe en 2023 de proposer au vote des actionnaires sa stratégie climat à chaque changement majeur et au plus tard tous les trois ans (voir la réponse de Jean-Pierre Clamadieu à certains actionnaires en date du 22 mars 2023 : https://www.engie.com/assemblee-generale-avril-2023), la stratégie climatique mise à jour sera proposée au vote des actionnaires au cours de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

Le Groupe a également réalisé son 4e exercice de calcul des taux d'éligibilité et d'alignement de ses activités au sens de la taxonomie européenne dont les résultats sont présentés à la Section 3.1.2.3 "Taxonomie européenne".

1.5.1 Politiques ESG

La durabilité est au cœur de la raison d'être du Groupe, qui est d'accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, conciliant performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. Cette raison d'être, inscrite dans ses statuts par l'Assemblée Générale en mai 2020, guide l'élaboration de la stratégie de l'entreprise par :

- le développement d'activités plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement telles que le développement de moyens de production d'énergie renouvelable par rapport à des énergies d'origine fossile, correspondant à l'identification et à la transformation des problématiques environnementales et sociétales en opportunités pour les métiers du Groupe ;
- la gestion des risques et impacts ESG de ses projets et activités, et de sa chaîne de valeur, c'est-à-dire ceux liés à l'environnement, à l'acceptabilité sociétale, à la santé-sécurité, aux ressources humaines, à l'éthique et à la gouvernance.

Depuis la publication de sa première politique ESG en 2014, ENGIE procède à des révisions régulières de ses différentes politiques dans les nombreux domaines couverts par l'ESG. À ce jour, un ensemble de politiques couvrant les thématiques environnementales, sociales et de gouvernance a été mis en place et est présenté dans l'état de durabilité.

L'ensemble de ces politiques est mis en œuvre par le Comité Exécutif sous la supervision du Conseil d'Administration, dont les travaux sont préparés, en matière d'ESG, par le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD).

Ainsi, le Groupe a notamment développé un outil appliqué à ses projets d'investissements qui évalue les principales thématiques ESG à travers des analyses de risques : l'atténuation du changement climatique, l'adaptation au changement climatique, la biodiversité, l'eau et les océans, la pollution de l'air, l'économie circulaire, les parties prenantes, l'approvisionnement responsable et les controverses.

ENGIE s'est également doté d'un plan de vigilance depuis 2018, consultable en Section 3.2.

Ces politiques permettent au Groupe de s'inscrire pleinement dans le cadre des 18 Objectifs de Développement Durable de l'Agenda 2030 des Nations Unies.

Enfin, une partie de plus en plus significative des investissements du Groupe est financée par des obligations vertes attestant de la reconnaissance de leur caractère durable par le marché (voir Section 5.3).

1.5.2 Atteinte des objectifs ESG à horizon 2030

Le Groupe s'est fixé des objectifs ambitieux à horizon 2030 pour matérialiser ses engagements ESG.

L'ensemble des résultats de ces objectifs sont présentés ci-après (hors EQUANS pour l'année 2022, entité cédée le 4 octobre 2022).

Inspirés par la raison d'être du Groupe, tous ces objectifs s'inscrivent dans une démarche d'amélioration continue pour répondre à une attente croissante de ses différentes parties prenantes attachées à la maîtrise des risques ESG et à l'alignement de la performance de l'entreprise avec des objectifs nationaux ou internationaux de développement durable.

INDICATEURS PLANETE	Cibles 2030	Résultats 2024	Résultats 2023	Résultats 2022
OBJECTIFS CLIMAT (1)				
Objectifs globaux				
Émissions totales de GES, scopes 1, 2 (*location-based*) et 3 *(en Mt CO2 éq.)* (2)	120/140	157	158	175
Émissions de GES évitées par des offres et services d'ENGIE *(en Mt CO_2 éq.)*	65/85	36	25	28
Principaux objectifs sectoriels Groupe				
Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 *(en Mt CO_2 éq.)* □□	26/36	48	52	60
Émissions de GES liées aux ventes de commodités, scopes 3.3.D et 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	63/83	82	81	-
Dont émissions de GES liées aux ventes de combustibles, scope 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	36/46	53	53	61
Émissions de méthane des infrastructures gaz, scope 1 *(en Mt CO_2 éq.)*	-50% vs 2017	1,0	1,5	1,3
Autres objectifs				
Part des capacités d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité (@100% et hors stockage d'énergie) (3) □□	58%/66%	43%	41%	38%
Part des top 250 fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés SBT (4)	100%	44%	24%	23%
Neutralisation des émissions de GES liées à nos pratiques de travail *(en Mt CO_2 éq.)*	0	0,3	0,3	0,3
Objectifs liés à la certification SBTi (4) "Well-Below 2 °C"				
Intensité carbone de la production et de la consommation d'énergie, scopes 1 et 2 *(en g CO_2 éq. / kWh)* (5)	103	107	135	156
Intensité carbone des ventes d'énergie produites et achetées, scopes 1, 3.3.D et 3.15 *(en g CO_2 éq / kWh)* (5)	143	202	225	221
Autres émissions de GES, incluant le scope 3 des achats, des biens immobilisés et la chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité, scopes 3.1, 3.2, 3.3.A, 3.3.B, 3.3.C *(en Mt CO_2 éq.)*	89	86	82	90
OBJECTIFS NATURE				
Environnement - Taux d'activités avec un plan environnemental établi en concertation avec les parties prenantes	100%	74%	66%	53%
Biodiversité - Taux de mise en place d'une gestion écologique des sites - notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques - pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe	100%	63%	58%	34%
Consommation d'eau douce par énergie produite *(m^3/MWh)*	0,1	0,24	0,28	0,30
Polluants atmosphériques — Taux de réduction des émissions de NO_x vs 2017 *(92 209 t)*	-75%	-75%	-63%	-46%
Polluants atmosphériques — Taux de réduction des émissions de SO_x vs 2017 *(159 623 t)*	-98%	-98%	-95%	-34%
Polluants atmosphériques — Taux de réduction des émissions de particules totales vs 2017 *(7353 t)*	-60%	-64%	-54%	-21%

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

(1) *L'ensemble des Objectifs Climat sont décrits dans la Section 3.1.2.1 "Changement climatique".*

(2) *Émissions de GES de scopes 1 et 2 vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

(3) *Incluant les capacités décentralisées d'électricité. En 2024, l'indicateur consolide les données de capacités brutes pour les actifs éoliens et solaires de la GBU Renouvelables et les capacités nettes pour les autres actifs du Groupe. Le 27 février 2025, le Groupe a annoncé la fixation d'un nouvel objectif relatif aux capacités Renouvelables et Stockage de 95 GW en 2030. Cet indicateur sera amené à évoluer en conséquence.*

(4) *SBT (Science based Targets) : initiative internationale visant à valider scientifiquement les programmes de réduction des émissions de GES des entreprises au regard des engagements de l'Accord de Paris (voir Section 3.1 "État de durabilité").*

(5) *Application en 2024 d'un changement méthodologique pour s'aligner sur les pratiques de place en ramenant le coefficient de conversion de l'énergie thermique à l'énergie électrique de 0,61 à 1.*

Les émissions de GES de la production d'énergie en 2024 (48 Mt CO_2 éq.) sont en diminution par rapport à 2023 (52 Mt CO_2 éq.). Elles se décomposent en 20 Mt pour les émissions des actifs contrôlés (scope 1) et 28 Mt pour celles des actifs mis en équivalence (scope 3). Pour mémoire, le plein effet de la sortie de l'actif charbon Jorge Lacerda au Brésil a été pris en compte en 2022 et l'année 2023 a été marquée par la fermeture de l'actif charbon Pampa Sul également au Brésil.

Les émissions de GES liées à la vente de combustibles (scope 3) s'élèvent à 53 Mt CO_2 éq. en 2024, stables par rapport à 2023.

La part des capacités d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité s'établit à 43% en amélioration par rapport à 2023 (41%) en lien avec la stratégie de développement des capacités renouvelables du Groupe. À noter en 2024, un changement de la méthodologie de calcul pour cet indicateur avec prise en compte des capacités brutes pour les actifs éoliens et solaires du périmètre Renouvelables de façon à mieux refléter les contraintes opérationnelles de ces actifs. Retraitée de cette évolution, la part des capacités renouvelables du Groupe s'établirait à 42% à fin 2024.

Les émissions de CO_2 évitées pour les clients grâce aux offres et services du Groupe en 2024 (36 Mt CO_2 éq. évitées) sont en forte hausse par rapport à 2023 (25 Mt CO_2 éq.). Cette évolution est liée à la mise à jour des facteurs d'émission pour la partie vente d'énergie conformément à la méthodologie de calcul révisée pour suivre les recommandations du WBCSD (*World Business Council for Sustainable Developement*).

Le taux de décarbonation des top 250 fournisseurs préférentiels atteint 44% en 2024, en progression par rapport à 2023. Cette amélioration résulte du plan d'actions mis en place sur ces fournisseurs préférentiels pour les inciter à s'engager dans une démarche d'alignement ou de certification SBT. Le Groupe continue également d'accompagner l'ensemble de ses fournisseurs préférentiels dans leur chemin de décarbonation au-delà des top 250 fournisseurs préférentiels.

INDICATEURS PERSONNES		Cibles 2030	Résultats 2024	Résultats 2023	Résultats 2022
Santé-sécurité	Taux de fréquence [1] des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants	1,5	1,7	1,8	2,0
	Taux de mortalité [1]	0 chaque année	0,009	0,019	0,014
Mixité	Taux de femmes cadres □□	[40-60%]	32%	31%	30%
Équité F/H	Équité salariale femmes/hommes	< 2%	1,85%	1,92%	1,73%
Apprentissage	Part des apprentis dans les effectifs en CDI et en CDD en France hors entités régulées GRDF et GRTgaz [2]	>10%	8,3%	8,5%	8,5%
Formation	Taux d'effectif formé chaque année	100%	95%	86%	84%
Achats responsables	Indice d'achats responsables (hors achats d'énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	100	59	54	38
Prévention fraude et corruption	Taux de formation du personnel le plus exposé au risque de corruption	>95%	84%	68%	55%
Dialogue Parties Prenantes	Taux d'activité avec un plan sociétal pour la concertation avec les parties prenantes	100%	54%	49%	46%

□□ *Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*
(1) Calculé par million d'heures travaillées.
(2) Périmètre révisé pour toutes les périodes pour couvrir uniquement les entités France hors entités régulées GRDF et GRTgaz.

Le taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants atteint 1,7 en amélioration par rapport à 2023 (1,8). Cet indicateur a été étendu à partir de 2024 aux sous-traitants et intérimaires travaillant pour le Groupe avec une ambition accrue pour la cible 2030 qui passe de 1,8 à 1,5.

Le taux de femmes dans le management s'établit à 32%, en progression par rapport à 2023 (31%). Cette amélioration résulte de la poursuite des effets du programme *fifty-fifty*, dédié à la transformation culturelle du Groupe pour accueillir et retenir les talents féminins et ainsi accélérer et soutenir la promotion de la parité Femmes-Hommes.

Pour mémoire, l'indicateur d'équité femmes/hommes, qui était précédemment l'index EgaPro, a été remplacé en 2022 par l'indicateur d'équité salariale qui mesure l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes. La cible 2030 est fixée à un écart maximal de 2% au niveau Groupe. Cet indicateur s'inscrit dans la continuité de l'index EgaPro et traduit une ambition renforcée en passant à un indicateur international plus lisible. Le résultat 2024 s'élève à 1,85% en progression par rapport à 2023 (1,92%).

Les indicateurs sociaux, environnementaux et sociétaux du Groupe sont repris dans l'état de durabilité présenté en Section 3.1.

1.5.3 Notations ESG

ENGIE a vu sa performance ESG de nouveau reconnue en 2024.

Le Groupe maintient des notes élevées en performance ESG, le situant largement au-dessus de la moyenne des secteurs de référence des différentes agences.

Ses principales notations sont les suivantes :

- agence de notation S&P Global : 73/100 ;
- agence de notation Moody's ESG : 73/100 ;
- agence de notation Sustainalytics : risque ESG élevé avec une note de 30,2 ;
- agence de notation MSCI : note AA avec un *scoring* de 7,6/10 ;
- agence de notation Sustainable Fitch : *rating* 2 avec un *scoring* de 65/100 ;
- agence ISS ESG : *rating B- Prime ;*
- agence EcoVadis : 73/100.

Le Groupe est notamment présent dans les indices *Dow Jones Best-In-Class World Index, Euronext Sustainable World 120, Euronext Sustainable Europe 120, Euronext Sustainable Euro 120, Euronext Sustainable France 20, CAC 40 ESG, MSCI EMU ESG et Europe ESG.*

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également aux questionnaires du CDP (ex-*Carbon Disclosure Project*). En matière de lutte contre le changement climatique, le Groupe a reçu la notation A- (versus B en 2023) suite à sa réponse au questionnaire CDP Climat. En matière de protection de la ressource en eau, le Groupe a reçu la note A- (stable par rapport à 2023) suite à sa réponse au questionnaire CDP Eau. Enfin le Groupe a obtenu la note B (versus C en 2023) en matière de gestion durable de la ressource bois suite à sa réponse au questionnaire CDP Forêts.

Par ailleurs le Groupe a fait évaluer sa trajectoire de neutralité carbone jusqu'en 2045 par Moody's qui a publié son évaluation le 21 février 2024 : NZA-2 sur une échelle de cinq niveaux allant de NZ-1 à NZ-5 ; avec une ambition alignée avec une trajectoire 1,5 °C et un niveau "solide" sur l'implémentation des objectifs. Une synthèse de l'évaluation est disponible ci-dessous avec le rapport complet directement sur le site de Moody's (www.moodys.com/research/doc--PBC_1388307).

1.6 PRÉSENTATION DES ACTIVITÉS DU GROUPE AU 31 DÉCEMBRE 2024

Cette présentation est celle du Groupe en 2024, la définition des *Global Business Units* (GBU) ayant évolué au 1er février 2025 (voir Section 1.1.3).

ENGIE était composé de quatre *Global Business Units* (GBU) associées aux quatre métiers principaux du Groupe, renouvelables, infrastructures, solutions énergétiques, production flexible et fourniture d'énergie, ainsi que deux entités opérationnelles, Nucléaire et *Global Energy Management and Sales* (GEMS).

1.6.1 GBU Renouvelables

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	5 467	5 512	-0,8%
EBIT *(en millions d'euros)*	2 198	2 005	+9,6%
Capacités installées *(GW)*	46,1	41,4	+11,4%

1.6.1.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

Le rôle de la GBU Renouvelables est de développer, construire, financer, exploiter et maintenir des actifs de production d'électricité renouvelable en ligne avec l'objectif d'ENGIE d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. Pour ce faire, la GBU concentre son expertise industrielle, financière et de gestion de l'énergie sur cinq technologies principales :

- l'hydroélectricité ;
- le solaire photovoltaïque ;
- l'éolien terrestre ;
- l'éolien en mer ; et
- le stockage par batteries associé à un actif renouvelable.

Organisation

La GBU Renouvelables est organisée autour de :

- quatre régions opérationnelles :
  - Europe,
  - Amérique du Nord,
  - Amérique du Sud,
  - Asie, Moyen-Orient et Afrique (AMEA) ;
- quatre départements de soutien opérationnel :
  - *Business Development*,
  - Performance opérationnelle,
  - Ingénierie, Technologie & IT,
  - Achats et projets ;
- trois fonctions support :
  - juridique et éthique,
  - finance et stratégie,
  - ressources humaines, communication et ESG.

Les activités d'éolien en mer d'ENGIE sont exclusivement gérées par Ocean Winds, une *joint-venture* avec EDP Renováveis.

Stratégie

La GBU déploie une stratégie de croissance industrielle basée sur les piliers suivants :

- être un leader dans les énergies renouvelables. Pour ce faire, la majorité des investissements futurs seront concentrés sur les cinq marchés prioritaires historiques de la GBU, principalement la France, le Brésil, le Chili et l'éolien en mer, avec une ambition croissante dans la région AMEA, particulièrement en Inde ;
- axer le développement du Groupe sur un modèle gardant les actifs au bilan (*develop-to-own*) dans les zones géographiques matures où ENGIE est l'opérateur et gère le risque de développement ;
- renforcer la compétitivité en améliorant l'excellence opérationnelle, en particulier par le déploiement d'une plateforme industrielle mondiale pour partager l'expertise et obtenir des effets d'échelle dans l'ingénierie, l'approvisionnement, l'opération et la maintenance (O&M) ;
- différencier le Groupe par le déploiement d'un modèle industriel intégré, en tirant parti de l'expertise tout au long de la chaîne de valeur : conception et développement de projets, ingénierie, financement, achat d'équipements clés, gestion de projets de construction, gestion d'actifs et opérations et maintenance, voies d'accès au marché, gestion des risques de marché, en partenariat avec GEMS pour ces deux dernières activités.

1.6.1.2 Risques spécifiques aux énergies renouvelables (voir Section 2.2)

L'environnement politique mondial est généralement favorable au développement des sources d'énergie renouvelable en raison de la prise de conscience de la nécessité de réduire les émissions de CO_2 pour lutter contre le changement climatique, conjuguée aux besoins d'électricité supplémentaires générés par l'électrification des usages et par les besoins du digital et de l'Intelligence artificielle. Les tendances à la baisse des coûts des technologies et à la hausse de leurs performances en favorisent le développement, notamment en associant la production intermittente renouvelable au stockage par batterie. Les objectifs fixés dans les différents pays en matière de capacités d'énergie renouvelable sont souvent ambitieux.

La réalisation de ces objectifs se heurte néanmoins à des difficultés, notamment :

- attirer et retenir les talents sur un marché où la concurrence est très forte ;
- obtenir les autorisations et l'accès au réseau en temps voulu ;
- investir massivement dans les infrastructures de transport électrique afin d'accompagner la croissance des installations renouvelables ;
- gérer les coûts des projets à la lumière des prix et des taux d'intérêt plus élevés que par le passé, des perturbations dans la chaîne d'approvisionnement en équipements et des difficultés techniques et financières qui touchent certains fournisseurs occidentaux, dans un contexte de pression pour répondre à l'ampleur de la demande mondiale.

Pour atténuer ces risques, le Groupe s'appuie sur sa dimension mondiale et sa présence locale. L'implantation internationale d'ENGIE lui permet de faire face aux enjeux de l'approvisionnement en équipements en améliorant l'accès aux fournisseurs et les synergies au niveau mondial. La GBU Renouvelables dispose d'une plateforme industrielle mondiale qui accompagne les projets dans tous les pays où elle opère, couvrant le développement, la construction et les opérations, en soutien d'équipes locales dotées d'une connaissance approfondie de l'environnement commercial local.

Enfin, dans un contexte où les prix du marché gardent une certaine volatilité avec une tendance à la baisse, ENGIE s'appuie sur GEMS pour la gestion des risques de marché.

1.6.1.3 Activités en Europe

1.6.1.3.1 France

En France, ENGIE reste le premier producteur d'énergie éolienne terrestre et d'énergie solaire à grande échelle, et occupe également la deuxième place dans le domaine de la production hydroélectrique. La GBU a pour objectif de se renforcer dans l'éolien terrestre et dans le solaire photovoltaïque. Elle se positionne principalement sur des appels d'offres publics et contribue à l'émergence et au développement d'appels d'offres d'entreprise (*corporate PPA*).

En 2024, ENGIE a mis en service près de 0,4 GW de nouvelles capacités solaires et éoliennes terrestres en France.

Le périmètre d'activités en France comprend trois filiales détenues par ENGIE, seules ou en partenariat :

- ENGIE Green (détenue à 100% par ENGIE), le leader français de l'éolien et du solaire basé à Paris avec environ 660 employés et une capacité installée de plus de 4,1 GW (2,6 GW d'éolien terrestre et 1,5 GW d'énergie solaire) ;
- SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi, détenue à 100% par ENGIE), basée près de Toulouse produit de l'hydroélectricité de haute chute (0,8 GW installé) dans le sud-ouest de la France ;
- CNR (Compagnie Nationale du Rhône, dont ENGIE est l'actionnaire principal avec une participation de 49,97%), basée à Lyon, avec 3,1 GW de capacité hydroélectrique installée le long du Rhône et sa filiale CN'Air avec 1 GW de capacité éolienne et solaire terrestre installée à fin 2024.

Évolutions réglementaires

Les principaux textes réglementaires d'application de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables adoptée en mars 2023 ont été publiés courant 2024, notamment ceux relatifs au développement de l'agrivoltaïsme, à la raison impérative d'intérêt public majeur ou à l'anticipation du développement des réseaux électriques. La programmation pluriannuelle de l'énergie a été soumise à une concertation publique jusqu'à mi-décembre 2024. L'enjeu est d'obtenir courant 2025 une confirmation des objectifs de production d'énergies renouvelables à 2035. La réforme du cadre juridique des concessions hydroélectriques a été intégrée dans une commission d'enquête sénatoriale et dans une mission d'information à l'Assemblée Nationale. L'enjeu est de trouver une issue aux démarches contentieuses initiées par la Commission européenne à l'encontre de la France, afin d'ouvrir la voie à de nouveaux investissements hydroélectriques. Néanmoins, la CNR, qui relève d'un régime particulier et dont la concession a été prolongée par le Parlement jusqu'en 2041, est en capacité de mener les investissements nécessaires, prévus dans le cadre de la concession.

1.6.1.3.2 Reste de l'Europe

Outre sa position de leader en France, le Groupe continue d'accélérer ses activités dans le reste de l'Europe en développant un solide portefeuille de projets, avec différentes échéances et dans des zones géographiques ciblées.

En Europe (hors France), le Groupe exploite à fin 2024, 1,9 GW d'hydroélectricité (principalement dans la péninsule ibérique), 3,5 GW d'éolien terrestre (principalement en Espagne, au Portugal et en Belgique) et 0,5 GW d'énergie solaire (principalement en Espagne et en Italie) et 0,05 GW de stockage par batterie, associé à des actifs renouvelables. En 2024, ENGIE a ajouté plus de 0,3 GW de capacités renouvelables en Europe (hors Ocean Winds), principalement en France, en Roumanie, en Italie, en Pologne et en Espagne.

Dans le domaine de la production hydroélectrique, ENGIE, en partenariat avec Crédit Agricole Assurances et Mirova, occupe une position forte au **Portugal** avec un portefeuille hydroélectrique de 1,7 GW dans le nord-est du pays. Le Groupe est également présent en **Espagne** avec un portefeuille de petites centrales hydroélectriques (totalisant 0,06 GW) et en **Allemagne** où il exploite la centrale hydroélectrique de Pfreimd (0,1 GW).

Concernant l'éolien terrestre, les capacités du Groupe se situent essentiellement en **Espagne** (1,4 GW), en **Belgique** (0,6 GW), au **Portugal** (0,3 GW), en **Italie** (0,4 GW), en **Allemagne** (0,2 GW), en **Pologne** (0,2 GW) et en **Roumanie** (0,2 GW).

Hors France, le Groupe possède également en Europe 0,6 GW d'actifs solaires, principalement en **Espagne** (0,2 GW), en **Italie** (0,1 GW), en **Pologne** (0,1 GW), aux **Pays-Bas** (0,04 GW), en **Roumanie** et au **Royaume-Uni.**

1.6.1.3.3 Activités d'éolien en mer par l'intermédiaire d'Ocean Winds (OW)

Ocean Winds (OW) est une *joint-venture* créée en 2019 et détenue par EDP Renováveis et ENGIE, qui combine des actifs éoliens fixes et flottants, principalement en Europe, aux États-Unis et dans certaines régions d'Asie. À la fin de l'année 2024, la coentreprise exploite une capacité installée de 1,9 GW (1,4 GW au Royaume-Uni, 0,5 GW en Belgique et 0,03 GW au Portugal). Trois projets d'éolien en mer étaient en construction en 2024, dont 1 GW en France et 0,9 GW au Royaume Uni.

1.6.1.4 Activités en Amérique du Nord

L'Amérique du Nord est un marché prioritaire pour la croissance d'ENGIE dans le domaine des énergies renouvelables, avec une grande proportion d'actifs contractés auprès de clients Commerciaux et Industriels (C&I) par le biais de *Corporate PPA*. En 2024, le Groupe a signé 1,5 GW de *Corporate PPA* aux États-Unis.

Fin 2024, le portefeuille d'actifs opérationnels d'ENGIE se composait de 3,9 GW d'éolien terrestre (3,2 GW aux États-Unis et 0,7 GW au Canada), de 2,8 GW de solaire aux États-Unis et de 0,7 GW de stockage par batterie aux États-Unis. La grande majorité de ce portefeuille opérationnel est située dans cinq zones : ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), SPP (Southwest Power Pool), PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland) et MISO (Midcontinent Independent System Operator) aux États-Unis et en Ontario (Canada). En 2024, ENGIE a mis en service près de 1 GW (0,8 GW de solaire et 0,1 GW de batteries associés à des actifs renouvelables).

Évolutions réglementaires

L'*Inflation Reduction Act* (IRA), promulgué aux États-Unis en août 2022, devrait générer un investissement estimé à 370 milliards de dollars (environ 350 milliards d'euros) dans les énergies renouvelables sur la période 2023-2033. L'IRA comprend des crédits d'impôts fédéraux pour encourager les investissements dans les technologies d'énergies renouvelables et pour lutter contre le changement climatique à travers le stockage du carbone, la production de carburants renouvelables et l'installation de moyens de production d'équipements d'énergies renouvelables. Le paquet de mesures comprend plus de 60 milliards de dollars (environ 57 milliards d'euros) pour soutenir la production d'énergie propre le long du littoral américain. Ces mesures devraient permettre de doubler le rythme de développement des énergies renouvelables, tout en stimulant la délocalisation des chaînes d'approvisionnement en énergies renouvelables, en particulier la fabrication. À date, il n'y a pas de remise en cause majeure attendue de l'IRA de la part de la nouvelle Administration américaine, à la suite de l'élection présidentielle de novembre 2024.

1.6.1.5 Activités en Amérique du Sud

Deux des cinq marchés clés d'ENGIE se situent en Amérique du Sud, où le Groupe détient des positions fortes avec 12,1 GW d'hydroélectricité (principalement au Brésil), 2,4 GW d'éolien terrestre, 1,4 GW d'énergie solaire et 0,1 GW de stockage par batterie.

En 2024, ENGIE a commencé au Brésil la construction des parcs solaires et éoliens les plus importants de son portefeuille global, de 0,8 GW pour le solaire et 0,9 GW pour l'éolien et a également finalisé l'accord pour l'acquisition de 0,5 GW d'actifs solaires opérationnels.

Au **Brésil**, ENGIE exploite 11,7 GW d'hydroélectricité, 2,3 GW d'éolien terrestre et 1 GW de photovoltaïque.

ENGIE Brasil Participações Ltda (EBP, filiale à 100% d'ENGIE), détient 68,71% du capital d'ENGIE Brasil Energia (EBE), qui est responsable de la production centralisée d'électricité et des activités de transport. EBP détient une participation de 40% dans Energia Sustentavel do Brasil Participações S.A., qui possède la centrale hydroélectrique de Jirau (3,8 GW).

Au **Chili**, par l'intermédiaire de sa filiale ENGIE Energia Chile (EECL), détenue à 60%, ENGIE dispose de 1,4 GW de capacité renouvelable, dont 0,65 GW de solaire et 0,3 GW d'éolien terrestre, 0,25 GW de stockage par batteries associé à un actif solaire existant et 0,05 GW d'hydroélectricité.

Au **Mexique**, le Groupe exploite 0,9 GW (0,7 GW d'énergie solaire, 0,2 GW d'éolien terrestre et 0,03 GW de stockage par batterie).

Au **Pérou**, ENGIE, par l'intermédiaire d'ENGIE Energia Peru (détenue à 61,77% par ENGIE), exploite 0,3 GW de capacité hydroélectrique, 0,04 GW de capacité solaire et le parc éolien terrestre Punta Lomitas (0,3 GW). Ce parc éolien est le plus grand du pays et reprend le contrat de vente d'électricité de la centrale à charbon Ilo21 qui a cessé d'être exploitée.

1.6.1.6 Activités en Asie, Moyen-Orient et Afrique

ENGIE exploite une capacité de 3 GW dans la région, dont 1,5 GW d'énergie solaire et 1,5 GW d'énergie éolienne terrestre, dont 0,3 GW provenant de l'acquisition en 2023 de BTE Renewables en Afrique du Sud.

L'acquisition de BTE Renewables, développeur, propriétaire et opérateur leader d'actifs renouvelables en Afrique, renforce la position d'ENGIE en **Afrique du Sud** qui s'établit à 0,7 GW de capacité installée (0,3 GW d'éolien terrestre et 0,4 GW d'énergie solaire). Elle ouvre la voie à un développement accéléré car cette acquisition s'accompagne d'un portefeuille de 3 GW de projets en développement avancé.

En **Inde**, ENGIE détient un portefeuille d'environ 1,1 GW en énergies renouvelables, dont 0,9 GW de solaire et 0,3 GW d'éolien terrestre. En 2024, le Groupe a mis en service 0,5 GW de nouvelles capacités solaires.

ENGIE exploite également des actifs au **Maroc** (0,3 GW d'éolien terrestre), en **Égypte** (0,6 GW d'éolien terrestre), où le Groupe construit également un projet éolien de 500 MW, partiellement mis en service en 2024, en **Australie** (0,2 GW d'éolien terrestre), ainsi qu'en **Malaisie** (0,1 GW de solaire).

1.6.2 GBU Infrastructures

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	7 231	6 873	+5,2%
EBIT *(en millions d'euros)*	2 460	2 265	+8,6%
Longueur des réseaux de distribution de gaz *(en km)*	260 488	258 512	+0,8%
Longueur des réseaux de transport de gaz *(en km)*	39 634	39 629	0%
Longueur des réseaux de transport d'électricité *(en km)*	5 439	5 720	-4,9%

1.6.2.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU Infrastructures est en charge du développement, de l'exploitation et de la maintenance d'infrastructures gazières (réseaux de distribution et de transport, stockage et terminaux méthaniers) et de réseaux électriques. Elle est également en charge de la production de gaz renouvelables.

ENGIE est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe et dispose de 8 000 km de lignes électriques en opération, en construction ou en développement, en Amérique du Sud. ENGIE est aussi le 2e producteur de biométhane en France.

Les infrastructures électriques et gazières sont au cœur de la transition énergétique :

- le gaz, progressivement verdi à travers le développement des gaz renouvelables (biométhane, hydrogène, e-méthane), est un vecteur indispensable de la transition énergétique ;
- les réseaux électriques sont indissociables du développement des énergies renouvelables qu'il faut connecter, transporter et distribuer.

La stratégie poursuivie par la GBU Infrastructures peut se résumer en quatre points :

- assurer la performance opérationnelle des infrastructures gazières et électriques du Groupe ;
- adapter les infrastructures gazières d'ENGIE aux gaz renouvelables (biométhane, hydrogène, e-méthane) ;
- accélérer la production de gaz renouvelables en France (biométhane, hydrogène, e-méthane) et dans un certain nombre de pays ciblés à l'international ;
- accélérer le développement des infrastructures électriques à l'international.

Marché et environnement concurrentiel

Un régulateur national indépendant établit un système de rémunération des réseaux avec des formules dont les paramètres sont revus en général tous les quatre ans. Du fait de la nature des actifs de transport et distribution, et du caractère régulé de leurs marchés, il n'y a pas ou peu de concurrence entre les différents acteurs. En Europe, principal marché d'ENGIE, les principaux gestionnaires de réseaux sont EDF, National Grid, Enel et E.ON avec une exposition majoritairement aux réseaux d'électricité.

Le modèle économique des infrastructures gaz et des réseaux électriques d'ENGIE est, sauf exception (réseau TAG, voir Section 1.6.2.3), principalement régulé. La régulation qui s'appliquera aux développements d'infrastructures d'hydrogène, qui pourront être réalisés par les filiales d'ENGIE en charge des infrastructures gaz en respectant certaines obligations de séparation juridique ou comptable et un accès des tiers non discriminatoire, est en cours de définition.

L'activité liée au biométhane reste locale et fragmentée avec un grand nombre d'acteurs (développeurs locaux, entreprises spécialisées dans la production de biométhane, entreprises de l'industrie pétrolière et gazière, *Utilities*). Parmi eux, des leaders ont émergé et construit leur développement localement, comme *Archaea Energy* aux États-Unis, *Malucelli* au Brésil, *SGN* au Royaume-Uni. Des opérations d'acquisition ont permis à des acteurs internationaux de l'industrie pétrolière et gazière et des *Utilities*, de se constituer un portefeuille d'actifs et de projets européens voire mondiaux.

Le Groupe prévoit un maintien du niveau actuel des investissements dans les gaz verts. Cette approche est largement confortée par le développement rapide du cadre règlementaire pour accompagner l'essor de l'hydrogène et du biométhane dans l'Union Européenne. Le train de mesures sur le gaz adopté en avril 2024 fixe un objectif européen de production de biométhane (35 bpm à horizon 2030), une définition des gaz bas-carbone, un cadre réglementaire pour la régulation des infrastructures hydrogène et des obligations de planification des infrastructures dont la mise en œuvre est confiée aux États et aux opérateurs.

En France, les orientations politiques en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Les priorités d'action de la politique climatique et énergétique française sont en cours d'actualisation avec la future Stratégie Française sur l'Énergie et le Climat (SFEC). Les principales conclusions du rapport de la CRE d'avril 2023 sur l'avenir des infrastructures gazières, celles issues de la consultation publique sur la «décarbonation du bâtiment» à l'été 2023 (qui met en évidence les difficultés liées à une éventuelle interdiction d'installation de nouvelles chaudières gaz dans les logements existants), de même que celles de la consultation publique réalisée en novembre-décembre 2024 sur le projet de PPE3 (*Programmation pluriannuelle de l'énergie*) 2025-2035, donnent au gaz une place importante dans un mix énergétique équilibré, en faveur duquel le Groupe plaide. Si le rôle que joueront à plus long terme les vecteurs gaz (biométhane issu de différentes filières technologiques, hydrogène vert et hydrogène bleu, méthane fossile couplé à la capture et à la séquestration du CO_2) dans la décarbonation de l'économie française est encore incertain, différencié selon les types de consommateurs et en discussion dans le cadre de la SNBC (*Stratégie Nationale Bas Carbone*), leur remplacement total par le vecteur électrique n'est pas envisageable pour des raisons tant techniques (impossibilité de se passer d'un vecteur gaz dans certains process industriels, impossibilité d'installer des pompes à chaleur dans toutes les typologies de bâtiments) qu'économiques (surinvestissements nécessaires dans le système électrique si la flexibilité qu'apporte le système gaz n'était pas conservée).

1.6.2.2 Activités en France

1.6.2.2.1 GRDF

GRDF, filiale indépendante d'ENGIE, assure en France le développement, l'exploitation et la maintenance de réseaux de distribution (201 000 km de réseaux) et achemine le gaz au profit des consommateurs. GRDF a pour mission d'offrir un accès non-discriminatoire au réseau à tous les fournisseurs de gaz ainsi qu'aux producteurs de biométhane. Son nouveau projet d'entreprise fondé sur la décarbonation, place l'entreprise sur une trajectoire compatible avec l'Accord de Paris. La décarbonation de ses activités est opérée sur les trois *scopes* grâce à la transformation de ses métiers, une première mondiale pour une entreprise de distribution de gaz. Le projet d'entreprise ambitionne ainsi d'ici 2030 de multiplier par cinq l'injection des gaz renouvelables et bas carbone dans les réseaux et de diviser par deux les émissions de gaz à effet de serre de l'entreprise. Il prévoit également l'accompagnement de ses parties prenantes dans leur propre décarbonation.

L'activité de distribution présente des spécificités liées à son caractère de service public local. Chaque collectivité alimentée en gaz confie à un distributeur agréé, par voie de concession, l'exploitation du service public de la distribution de gaz sur son territoire. Les concessions sont conclues ou renouvelées sur la base d'un modèle de contrat établi conjointement entre les Fédérations représentatives des collectivités concédantes (FNCCR, AFU) et GRDF. Les autorités concédantes exercent ensuite des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant de ces contrats de concession. En 2022, un nouveau modèle de contrat de concession a été adopté par la FNCCR, France Urbaine et GRDF. Il entérine plusieurs grandes évolutions : au-delà des enjeux liés à la sécurité et à la modernisation du réseau, il met l'accent sur une adaptation accrue aux enjeux du territoire au service de la transition énergétique locale ; un pilotage et un contrôle précis des décisions d'investissement (le SDI/PPI) ; la mise en place d'indicateurs de qualité de service, avec des pénalités pour GRDF en cas de non-réalisation des engagements. Fin 2024, environ 300 nouveaux contrats ont été signés avec de grandes villes, métropoles ou syndicats d'énergies sur la base de ce nouveau modèle. Ces contrats de longue durée - jusqu'à 30 ans - témoignent de la valeur reconnue par les collectivités du réseau gazier dans la transition énergétique à long terme.

Les ouvrages de distribution appartiennent aux collectivités, alors même qu'ils sont construits et financés par GRDF. GRDF, en tant que concessionnaire, en a l'usage exclusif. Le Code de l'énergie reconnaît des zones de desserte exclusives aux concessionnaires historiques que sont GRDF et les 22 Entreprises locales de distribution (ELD). Titulaires d'un monopole de distribution, ils sont les seuls opérateurs avec lesquels les collectivités territoriales concédantes peuvent renouveler leurs concessions.

Hors des zones de desserte exclusives de GRDF et des ELD, les communes non desservies en gaz ont la possibilité de confier la distribution publique de gaz à l'opérateur agréé de leur choix après une procédure de mise en concurrence.

Évolutions réglementaires

Hormis ce cas particulier des délégations de service public attribuées récemment après mise en concurrence, un tarif fixé par la CRE (Commission de régulation de l'énergie) rémunère l'activité de GRDF. Le tarif en vigueur actuellement dit "ATRD7" s'applique depuis le 1er juillet 2024 pour une durée de quatre ans sur la zone de desserte exclusive de GRDF.

En hausse de 27,5%, dont les trois-quarts résultent d'un effet report lié aux aléas de la période tarifaire précédente (crise sanitaire, crise énergétique et aléas climatiques), ce nouveau tarif intègre des évolutions du cadre et de la structure qui rendent le modèle régulatoire des infrastructures de distribution de gaz plus résilient, afin de préparer l'avenir.

Il permet à GRDF d'assurer ses missions essentielles au service des collectivités et de ses clients individuels et industriels, au premier rang desquelles demeurent la sécurité des réseaux. Sur la période ATRD7, GRDF dispose des moyens pour mener ses projets structurants tels que verdissement du gaz et le projet Changement de gaz de conversion de gaz B en gaz H du Nord de la France.

Au-delà de l'importante dynamique d'intégration du biométhane dans les réseaux, GRDF continue à déployer son programme de R&D pour préparer l'intégration des nouveaux gaz renouvelables, dans le but de jouer pleinement son rôle d'accompagnement dans la décarbonation et de préservation d'un mix énergétique équilibré et diversifié.

Pour la période 2024-2027, la CRE a retenu un taux de rémunération de la base d'actifs régulés de GRDF de 4,0% – réel avant impôts – pour les actifs mis en service avant 2024, et de 5,3% - nominal avant impôt – pour les investissements réalisés à compter de 2024.

La CRE décide une fois par an des évolutions du tarif afin de l'adapter le plus justement au contexte économique et à la réalité des consommations.

1.6.2.2.2 GRTgaz (1)

GRTgaz est une filiale indépendante d'ENGIE, détenue par ENGIE, SIG et ses salariés à hauteur respectivement de 60,8%, 38,6% et 0,6% du capital.

Activités

GRTgaz assure, sur la plus grande part du territoire français, le développement, l'exploitation et la maintenance d'un réseau de transport de gaz constitué de plus de 32 000 km de canalisations enterrées et de 26 stations de compression. Ce réseau permet d'acheminer le gaz entre fournisseurs, producteurs de biométhane et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz opère son réseau de façon sécurisée et optimisée et commercialise des services de transport aux utilisateurs du réseau ; il assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation des consommateurs, et permettre une meilleure intégration des marchés européens du gaz.

GRTgaz et ses filiales Elengy, opérateur de terminaux méthaniers en France, et GRTgaz Deutschland, opérateur du réseau de transport MEGAL en Allemagne, jouent un rôle clé sur la scène européenne des infrastructures gazières.

Évolutions réglementaires

Par délibération du 30 janvier 2024, la CRE a défini la méthodologie et fixé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport en France dit "ATRT8" applicables pour 2024-2027. Dans ce cadre et en application de la méthodologie et des hypothèses d'inflation retenues, la hausse moyenne des différents termes tarifaires en 2024 s'établit à environ +19% par rapport au tarif en vigueur. Les termes tarifaires évolueront ensuite chaque année selon l'inflation majorée ou minorée d'un terme correctif. Cette délibération fixe en outre le taux de rémunération des actifs intégrés à la Base d'Actifs Régulée (BAR) avant le 31 décembre 2023, à 4,1% (réel avant impôts). Les nouveaux actifs (intégrés à la BAR après cette date) seront rémunérés par un taux nominal de 5,4% avant impôts et la durée d'amortissement régulatoire a été réduite

(1) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.

de 50 ans à 30 ans pour les nouvelles canalisations. Pour mémoire, le taux de rémunération de base d'actifs régulés de GRTgaz pour 2020-2023 était de 4,25%.

La Commission Européenne a publié le 13 juin 2024 la directive (UE) 2024/1788 concernant les règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène. Cette directive est accompagnée d'un règlement (Règlement (UE) 2024/1789 du 13 juin 2024 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène). Ces documents définissent notamment un cadre pour la régulation de l'accès aux infrastructures hydrogène, similaire à celui du gaz naturel. Ces dispositions devront être transposées en droit français. GRTgaz entend se positionner comme opérateur de transport d'hydrogène dans ce cadre.

Projets démarrés ou réalisés au cours de l'année 2024

GRTgaz, acteur de la transition énergétique, investit dans des solutions innovantes pour favoriser le développement, l'injection dans les réseaux et les usages des gaz renouvelables et bas carbone (biométhane et hydrogène), contribuant ainsi à l'atteinte de la neutralité carbone.

GRTgaz contribue à l'émergence du vecteur énergétique hydrogène en développant des projets d'infrastructures de transport d'hydrogène au niveau des bassins de production et de consommation d'hydrogène les plus dynamiques : Dunkerque (projet Dhune), Sarre (projet MosaHyc), Alsace (projet RHyn), Marseille (projet HYnframed), etc. GRTgaz est en outre partie prenante du projet H2med qui reliera la péninsule ibérique à l'Allemagne, notamment sur le projet de canalisation offshore Barcelone – Marseille et le projet Hy-FEN entre Marseille et l'Allemagne.

GRTgaz est impliqué dans l'émergence de la capture, de l'utilisation et du stockage du carbone pour la partie logistique par canalisation. GRTgaz est impliqué dans quatre projets de transport de CO_2 en France à Dunkerque (canalisation à terre et ouvrage en mer vers la Norvège), Saint-Nazaire et son hinterland et Fos-sur-Mer.

En outre, la production de biométhane a continué de s'accroître, atteignant une capacité d'injection de 13 TWh par an à fin 2024 sur les réseaux de GRTgaz et GRDF en France. Ces évolutions renforcent la sécurité d'approvisionnement et la solidarité gazière européenne.

Consommation et flux de gaz

Par rapport à 2023, les consommations sont stables pour l'industrie (hors production d'électricité centralisée), en rebond après la baisse observée en 2022 (causée à l'époque par les prix élevés de l'énergie, qui sont redescendus depuis). La consommation de gaz pour les bâtiments est également stable. Enfin, la consommation de gaz pour la production d'électricité est en forte baisse – à la suite de la baisse des prix de l'électricité, reflétant l'abondance relative de la production d'électricité nucléaire et renouvelable (en particulier hydraulique), et la faiblesse de la demande d'électricité au premier semestre 2024 (source RTE). Les recettes de GRTgaz étant constituées essentiellement de ventes de capacités de transport, elles sont peu sensibles aux variations de court terme des volumes effectivement consommés en France.

En 2024, comme en 2023, l'activité de transport de gaz est restée marquée par l'arrêt quasi-total des importations de gaz russe en Europe par canalisations depuis 2022, ce qui a entraîné depuis lors une augmentation importante des importations de GNL en compensation. Les flux qui provenaient auparavant des pays situés à l'Est de la France ont fortement diminué, voire se sont inversés, la France devenant par moment un point de sortie de gaz vers l'Est, notamment vers la Belgique et l'Allemagne.

Cette évolution a été permise par le réseau de GRTgaz, renforcé significativement ces dix dernières années, et par l'optimisation de son utilisation qui a autorisé l'accroissement de l'injection de gaz en provenance des terminaux méthaniers sur le réseau et les exportations en sortie vers l'Allemagne, par le point d'interface d'Obergailbach. GRTgaz a également maintenu le système Ecogaz, lancé l'an dernier, pour inciter les clients qui le peuvent à réduire leur consommation de gaz pendant les périodes les plus tendues. Tous ces éléments ont permis d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France au cours de l'hiver 2023-2024.

1.6.2.2.3 Elengy

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception ainsi que la regazéification du Gaz Naturel Liquéfié (GNL). Depuis 2012, Elengy a développé des services complémentaires comme le rechargement de méthaniers, le transbordement entre navires ou le chargement de citernes routières de GNL.

Elengy est l'un des principaux opérateurs européens de terminaux méthaniers et exploite trois terminaux méthaniers en France. Au 31 décembre 2024, les installations d'Elengy ont une capacité de regazéification totale de 21,5 milliards de m^3 (Gm^3) de gaz par an. Elengy est propriétaire à 100% de ses trois terminaux et est depuis 2017 une filiale de GRTgaz, filiale indépendante d'ENGIE.

Depuis le début de la crise en Ukraine en 2022, les terminaux méthaniers français sont exploités au maximum de leur capacité pour répondre à la demande accrue de GNL. La capacité maximale du terminal de Fos Cavaou a été portée à 117 TWh par an grâce au dégoulottage technique et réglementaire du terminal.

Elengy joue un rôle crucial dans la sécurité énergétique de la France et de l'Europe, tout en s'engageant fermement dans la transition vers une économie bas carbone. Ainsi Elengy s'inscrit pleinement dans la trajectoire de décarbonation au travers des trois axes stratégiques suivants :

- la décarbonation de ses actifs et de ses activités, avec une transformation en tant que *hubs* multiservices de décarbonation à long terme ;
- la décarbonation de la mobilité lourde (terrestre et maritime) ;
- la décarbonation des industriels, notamment via les projets *Carbon Capture Use and Storage* - CCUS ("GO-CO_2" pour décarboner les sites industriels du Grand Ouest de la France et "Rhône CO_2" dans la Vallée du Rhône), ainsi que le projet Medhyterra consistant à réaménager une partie du terminal méthanier de Fos Tonkin en terminal d'importation d'ammoniac bas-carbone.

Installations

Le terminal de Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant de sources variées. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 Gm^3 de gaz par an, de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m^3 de GNL. Les deux appontements permettent d'accueillir des navires transportant jusqu'à 267 000 m^3 de GNL y compris les méthaniers de type Q-max. Le terminal a également une activité importante de transbordements de GNL.

Le terminal de Fos Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie. Son appontement peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m^3 de GNL et son réservoir a une capacité totale de 80 000 m^3. Sa capacité commerciale est de 1,5 Gm^3.

Le terminal de Fos Cavaou a été mis en service commercial en 2010. Sa capacité de regazéification actuelle est de 10 Gm^3 de gaz par an. Il dispose d'un appontement pouvant accueillir les navires de taille Q-max et de trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m^3 de GNL. Le terminal permet également le rechargement de méthaniers en GNL, et le chargement de camions pour du GNL porté. À Fos Cavaou, deux nouvelles baies ont été inaugurées, portant la capacité totale à 22 000 créneaux de chargement par an.

Évolutions réglementaires

Les terminaux méthaniers sont accessibles à tous les fournisseurs de GNL. L'accès à la regazéification est régulé. Les tarifs de regazéification en vigueur depuis le 1er avril 2021 ont été révisés par la CRE le 31 janvier 2023 avec application au 1er avril 2023.

La délibération de la CRE en date du 9 janvier 2025, portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés (ATTM7), fixe les tarifs d'utilisation pour la période débutant le 1er avril 2025. Elle intègre notamment une réduction de la durée d'amortissement régulatoire maximale à 20 ans pour les nouveaux investissements du terminal de Fos Cavaou, cette durée étant déjà applicable sur le terminal de Montoir-de-Bretagne.

Les services de transbordement et de chargement de micro-méthaniers et de citernes GNL ne sont pas régulés.

1.6.2.2.4 Storengy

Avec Storengy, le Groupe est leader du stockage souterrain de gaz naturel en Europe, doté d'une capacité nette de stockage de 12,2 milliards de m^3.

Stockage de gaz et conversion aux gaz renouvelables

En **France,** Storengy SA exploite 14 installations de stockage souterrain : neuf stockages en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m^3), quatre stockages en cavités salines (1 milliard de m^3) et un stockage en gisement déplété (80 millions de m^3). Deux de ces sites sont en exploitation réduite selon des modalités réglementaires précises.

En effet, après une mise en exploitation réduite en 2012, Storengy a redémarré le site de Trois-Fontaines-l'Abbaye en janvier 2023. Le redémarrage des installations déjà existantes permet le soutirage d'une partie du gaz encore présent dans le réservoir du site de stockage. Les recettes issues de la vente de ce gaz contribueront au démantèlement ou à la reconversion du site à l'issue de son exploitation, dans une dizaine d'années. Ce redémarrage s'intègre dans un projet global de réhabilitation complète du site en concertation avec les acteurs locaux (administration, pouvoirs publics, collectivités, associations, riverains).

En **Allemagne**, Storengy Deutschland exploite six stockages (1,7 milliard de m^3, trois sites salins, trois sites déplétés dont l'un a été démantelé en octobre 2024) et opère un septième stockage pour le compte de tiers.

Au **Royaume-Uni,** Storengy UK Ltd, exploite le stockage en cavités salines de Stublach (400 millions de m^3). Avec ses 20 cavités, ce stockage est actuellement le plus grand stockage *onshore* au Royaume-Uni.

En Europe, Storengy prépare la conversion des actifs de stockage aux gaz renouvelables (biométhane, méthane de synthèse, hydrogène) afin de valoriser le stockage de gaz dans un marché décarboné. A ce titre Storengy finalise le projet pilote HyPSTER à Etrez, et développe les projets GeoH2 sur le site de Manosque. D'autres projets sont à l'étude, en France Storgrhyn dans la région Grand Est, Hynet en Angleterre et Salthy en Allemagne, deux marchés avec des ambitions importantes sur le développement de l'hydrogène et des infrastructures.

Évolutions réglementaires

En octobre 2024, les niveaux de stockage de gaz dans **l'Union européenne (UE)** ont atteint des niveaux historiques avec un taux de remplissage de 95%, renforçant la sécurité énergétique du continent européen à l'approche de l'hiver.

L'UE avait fixé un objectif contraignant de remplissage des stockages de gaz à au moins 90% d'ici au 1er novembre chaque année, un objectif atteint dès août 2024, soit deux mois avant l'échéance, dans la lignée des performances enregistrées en 2023.

Ces niveaux élevés de stockage ont été rendus possibles par plusieurs facteurs, notamment un hiver relativement doux en 2022/2023, une demande réduite et une amélioration des importations, avec une part plus importante du GNL dans les approvisionnements.

Dans le contexte de la transition énergétique vers les énergies renouvelables, les stockages de gaz jouent toujours un rôle clé au sein du système énergétique. Ils contribuent non seulement à la sécurité d'approvisionnement, mais également à stabiliser les marchés énergétiques, ce qui est indispensable pour une transition vers un système énergétique décarboné au moindre coût.

Depuis 2022, les sites de Storengy ont toujours été remplis à 90% ou plus avant l'échéance européenne du 1er novembre.

Sur le modèle de revenus, plus spécifiquement, la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 31 janvier 2024 fixe pour Storengy France les modalités du tarif ATS3 pour la période 2024-2027. Le taux de rémunération applicable aux actifs intégrés à la Base d'Actifs Régulée (BAR) avant le 31 décembre 2023 est de 4,6% réel avant impôts. En outre, les nouveaux actifs (intégrés à la BAR après cette date) seront rémunérés par un taux nominal de 5,9% avant impôts, sur une période réduite de 50 à 30 ans.

1.6.2.2.5 Gaz Renouvelables Europe

En juillet 2023, l'entité Gaz Renouvelables Europe a été créée, afin de développer différentes formes de production gaz renouvelables et bas carbone. Cette entité, composée à fin 2024 de plus de 300 personnes, opère plus de 40 sites en exploitation en France, Angleterre, Pays-Bas et Belgique. Elle intègre également une équipe d'ingénierie, principalement présente en France et aux Pays-Bas, qui soutient la conception et la construction des projets dans toute l'Europe. Des équipes de *Business* Développement sont également présentes pour faire émerger de nouveaux projets au plus près du territoire.

La demande de biométhane est appelée à se développer fortement dans un environnement favorable puisque la Commission européenne a décidé, en 2022, de doubler son objectif de production de biométhane à 35 milliards de mètres cubes d'ici à 2030, ce qui équivaut à environ 380 TWh. Selon le scénario récemment publié par ENGIE sur les trajectoires de décarbonation en Europe, pour atteindre les objectifs européens "Fit for 55", 450 TWh de gaz décarbonés doivent être mobilisés d'ici 2030 parmi toutes les filières technologiques (méthanisation, pyrogazéification, hydrogène renouvelable et tous ses dérivés et gaz naturel associés au captage et stockage de CO_2).

Le Groupe vise une production de 10 TWh en Europe à horizon 2030, notamment en France, au Royaume-Uni, en Belgique ou aux Pays-Bas, où le groupe exploite déjà des unités de méthanisation. La capacité installée des unités de Gaz Renouvelable Europe, dépasse aujourd'hui le Térawattheure de production annuelle et de nombreux projets sont en cours de développement dans plusieurs pays européens.

1.6.2.3 Activités en Amérique

ENGIE est devenu l'un des acteurs majeurs dans le secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Sud.

Au **Chili**, ENGIE détient une participation de 59,99% dans ENGIE Energía Chile (EECL). Cette société opère 2 128 km de lignes de transport d'électricité et 28 sous-stations, dont S/E Roncacho et S/E Liqcau, qui sont entrées en service en 2024. De plus, le Groupe possède deux sous-stations en construction (La Ligua et Totihue), 12 km de ligne de 220 kV (deuxième circuit N. Chuquicamata-Calama) et 22,4 km de ligne de 66 kV (Totihue-Rosario). EECL détient également 50% de Transmisora Electrica del Norte (TEN). Cette société exploite 1 204 km de lignes de transport et quatre sous-stations, qui interconnectent les réseaux électriques du nord et du centre du Chili. Dans le secteur gazier, ENGIE détient une participation de 63% dans GNL Mejillones, un terminal de regazéification de GNL d'une capacité de 5,5 Mm^3/jour situé dans le nord du Chili, et de 100% dans les sociétés ENGIE Gas Chile et ENGIE Stream Solutions Chile, qui assurent la commercialisation du gaz naturel par des conduites de distribution et du GNL par camions. En outre, sa filiale EECL détient 100% de Gasoducto NorAndino, un pipeline gazier d'environ 1 100 km comprenant une interconnexion gazière entre l'Argentine et le Chili.

Au **Mexique**, ENGIE exploite huit sociétés de distribution locales fournissant du gaz naturel à près de 686 784 clients via un réseau de 14 218 km situé dans des zones d'activités importantes du pays : Bajío, México, Jalisco, Puebla-Tlaxcala, Querétaro, Reynosa-Matamoros, Tampico et Merida. ENGIE opère également trois gazoducs d'une longueur totale de 1 311 km approvisionnant en gaz naturel les zones à fort développement économique du Bajío (gazoducs du Bajío), du centre du Mexique (gazoducs Los Ramones II Sur) et de la péninsule du Yucatan (Energía Mayakan). Le gazoduc du Bajío, d'une longueur de 204 km, alimente l'une des régions les plus dynamiques du Mexique. En 2016, ENGIE a renforcé sa présence dans cette région avec le gazoduc Los Ramones II Sur qui fait partie du système National de Transport de Gaz (SISTRANGAS) Los Ramones, considéré comme l'une des plus importantes infrastructures gazières construites ces dernières années au Mexique. ENGIE a développé Los Ramones II Sur en partenariat avec Brookfield et la société publique Pemex qui détiennent respectivement 45% et 5% de l'infrastructure. Dans la péninsule du Yucatan, ENGIE opère conjointement le gazoduc Mayakan, un gazoduc de 700 km de long chargé de fournir du gaz naturel dans toute la péninsule, dans le cadre d'un contrat TSA avec la *Comision Federal de Electricidad*, couvrant 96% de sa capacité.reconduit jusqu'en 2050, pour la même capacité. Avec cet accord, ENGIE pourra étendre ses opérations dans les infrastructures gazières de transport et contribuer à la sécurité d'approvisionnement de la région.

Au **Pérou,** ENGIE détient une participation de 62% dans ENGIE Energia Péru, à travers laquelle, il opère plus de 900 km de lignes de transport d'électricité.

Au **Brésil**, ENGIE est présent dans le secteur du transport d'électricité depuis décembre 2017. ENGIE Brazil Energia (EBE) a remporté une vente aux enchères pour le projet Gralha Azul, comportant 1 000 km de lignes de transport électrique et cinq sous-stations électriques dans l'État de Paraná dans le sud du pays. En janvier 2020, ENGIE a acquis les projets Novo Estado auprès de Sterlite, concessionnaire chargé de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de 1 800 km de lignes de transmission dans les États de Pará et de Tocantins, y compris la construction d'une nouvelle sous-station et la modernisation de trois sous-stations existantes dans les deux États. Le projet Gralha Azul est entièrement opérationnel depuis juillet 2022, de même que le projet Novo Estado depuis février 2023. En 2022, EBE a remporté le projet Gavião Real, dans l'État de Para, pour la construction d'une nouvelle sous-station 230/138 kV et une ligne de transmission de 1,5 km, pour un investissement total de 18 millions d'euros. La mise en service a été effectuée en mars 2024. En juin 2023, ENGIE a remporté aux enchères le projet Asa Branca consistant à construire une ligne électrique de 500 kV longue de 1 000 km, et à renforcer cinq sous-stations, pour connecter la production d'électricité renouvelable de l'état de Bahia, au nord-est du pays, à l'état d'Esperito Santo dans le sud-est. L'investissement est estimé à 520 millions d'euros pour une mise en service attendue en 2025.

Dans le domaine des infrastructures gazières, ENGIE a conclu l'acquisition des actifs de transport de TAG en 2020 via un consortium constitué d'ENGIE à hauteur de 65% et de la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) pour les 35% restants. Le Groupe a finalisé, en janvier 2024, la cession à CDPQ (partenaire actuel) d'une participation de 15% dans TAG. TAG est une des principales sociétés de transport de gaz naturel sur le marché régulé au Brésil avec un réseau de gazoducs d'environ 4 500 km en opération et 100 km en construction, soit environ 45% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays. TAG compte 11 installations de compression de gaz, 14 points d'entrée (dont trois terminaux méthaniers en exploitation) et 90 points de sortie avec deux autres en construction. TAG transporte du gaz naturel vers dix sociétés de distribution de gaz (SDL), des raffineries, des usines d'engrais et des centrales électriques thermiques. En 2022, TAG a finalisé la reprise de ses opérations, la mise en place d'un centre de supervision et de contrôle autonome (CSC) à Rio de Janeiro, et a lancé avec succès un processus d'offre de capacité d'entrée et de sortie, passant d'un à plus de 20 nouveaux expéditeurs. TAG n'a cessé d'élargir son portefeuille de produits et de diversifier le profil de ses expéditeurs. Les nouveaux contrats avec les producteurs, les distributeurs locaux et les grands consommateurs représentent actuellement une part significative des revenus de TAG. Le portefeuille des expéditeurs comprend de grandes entreprises pétrolières et gazières internationales telles que Shell, Equinor, et Galp. En outre, plusieurs nouveaux projets sont en cours de prospection, de développement ou de construction. Deux projets d'investissement significatifs viennent d'être conclus :

- GASFOR II, un gazoduc de 84 km (boucle dans le réseau existant) et un investissement d'environ 600 millions de BRL (sans valeur indexée) ;
- une connexion au terminal GNL de Sergipe avec un gazoduc de 25 km et un investissement total d'environ 375 millions de BRL (sans valeur indexée).

Enfin, ESOM, la société constituée par ENGIE avec pour objectif principal d'entretenir le réseau de 4 500 km de TAG, au travers de 16 sites d'exploitation, est pleinement opérationnelle depuis juillet 2022, avec des scores de performance élevés.

Aux **États-Unis**, ENGIE démantèle le terminal de regazéification NEPTUNE LNG LLC situé dans la région de Boston. ENGIE développe également une activité d'exploitation de lignes de transport électrique, en soutien des nombreux actifs de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien et batteries). Enfin, ENGIE investigue la possibilité de développement d'un stockage d'hydrogène en soutien de projets de production d'hydrogène et de développement de centrales électriques thermiques à hydrogène à horizon 2030.

Évolutions réglementaires

Au **Chili**, trois processus principaux ont été réalisés ou démarrés en 2024 :

1) (2020-2023) Évaluation interpériode : processus qui vise à inclure dans l'évaluation des actifs de transport et son tarif associé tout élément qui pourrait être omis dans le processus d'évaluation du transport 2020-2023. Rapport final publié en mars, les effets sur ENGIE et TEN ont été positifs à la fois en tant qu'éléments exceptionnels en raison de l'effet rétroactif 2020-2023 et des revenus supplémentaires récurrents. La facturation des tarifs mis à jour a commencé en octobre.
2) (2024-2027) Qualification des actifs de transport : partie du processus d'évaluation du transport 2024-2027 qui définit pour chaque actif s'il est qualifié de service public ou non pour la période tarifaire de quatre ans concernée. D'une manière générale, les résultats ont été conformes aux attentes du processus budgétaire de l'année dernière (V1'24 PMT 2025-2026), avec un impact positif supplémentaire de deux lignes de transport et deux sous-stations qualifiées de service public grâce aux actions d'ENGIE.
3) (2024-2027) Évaluation des actifs de transport : a débuté en septembre par une adjudication publique d'un consultant indépendant pour réaliser une étude d'évaluation des actifs de transport de service public zonal et national. Dans le cas des actifs nationaux, aucune offre n'a été soumise, ce qui a obligé l'autorité à procéder à une nouvelle enchère, ajoutant deux à trois mois à ce processus déjà assez retardé.

Au **Mexique**, la réglementation du secteur du gaz naturel continue d'évoluer avec de nouveaux standards environnementaux pour la réduction des émissions de méthane, la sécurité industrielle et la protection de l'environnement. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) conduit un processus de consultation des acteurs du secteur gazier en vue de faire évoluer la réglementation actuelle. ENGIE y participe activement à travers des rencontres et des groupes de travail avec la CRE et avec l'Association mexicaine du gaz naturel.

Les principaux processus réglementaires de permis de distribution et de transport comprennent notamment :

- la stratégie de renouvellement des permis de transport et de distribution qui arrivent en fin de validité (30 ans), ce qui permettra d'assurer l'exploitation et la conformité réglementaire pendant au moins 15 années supplémentaires. Les premiers processus ENGIE débuteront en 2025 ;
- la remise à la CRE des dossiers d'approbation tarifaire quinquennale en 2025 et 2026.

Au **Brésil :**

- en avril 2021, une nouvelle loi sur le gaz a été promulguée, mais peu d'avancées réglementaires ont été développées par l'Agence nationale de régulation (ANP) depuis lors ;
- l'harmonisation de la législation fédérale avec celle des États est obligatoire pour assurer l'ouverture correcte du marché brésilien du gaz, étant donné que l'ANP réglemente les activités en amont et en milieu de chaîne, tandis que chaque agence locale des États réglemente les activités en aval (27 compagnies de distribution de gaz naturel) ;
- le principal risque pour les activités de transport de gaz est la dérivation du réseau, avec des projets reliant les sources d'approvisionnement en gaz directement à la consommation (principalement les centrales thermiques, qui représentent environ 40% de la demande totale dans le pays). L'amélioration du cadre légal de la nouvelle loi est nécessaire. Pour cela, TAG et le Groupe prennent part au débat public auprès des différentes parties prenantes et plus particulièrement avec les décideurs du gouvernement fédéral. Ils suivent de près les évolutions réglementaires et la mise en place du cadre légal de la nouvelle loi que ce soit au niveau fédéral ou au niveau local ;
- le gouvernement a lancé en 2022 le programme *"Gas to employ"* pour promouvoir l'utilisation du gaz naturel en substitution de combustibles plus polluants. TAG participe activement à ce programme ;
- en 2024 , un décret sur le gaz (décret fédéral 12153/24) a été publié afin de coordonner et de stimuler le processus d'ouverture du marché et de transition énergétique. Plusieurs contributions de TAG ont été prises en compte lors de la version finale et les acteurs du marché attendent les mesures d'application du décret.

1.6.2.4 Activités en Europe et dans le reste du monde

ENGIE est présent dans le domaine des infrastructures gazières en **Roumanie** via Distrigaz Sud Retele, filiale à 99,99% d'ENGIE Romania, elle-même détenue à 62,99% (vs. 51,99% à fin 2023 suite à l'acquisition des parts de Fondul Proprietatea en février 2024). Distrigaz Sud Retele est le principal distributeur de gaz naturel du pays. Il couvre la moitié sud de la Roumanie et exploite un réseau de distribution de 23 189 km fin 2024, servant plus de deux millions de points de livraison.

Le Groupe est aussi actif dans le stockage de gaz naturel en Roumanie à travers sa filiale Depomures, détenue à 59%. Elle exploite un stockage de 3 TWh, soit 10% de la capacité de stockage de gaz naturel du pays. En 2024, Depomures a obtenu un financement non-remboursable de 12,77 millions d'euros, dans le cadre du programme européen *Connecting Europe Facility* (CEF-Energy), dans le but de construire une nouvelle station de compression. Cet investissement, qui s'inscrit dans le plan de développement du stockage de gaz naturel libellé comme projet d'intérêt commun au niveau européen, va augmenter la capacité de stockage de 33%, consolidant ainsi la sécurité d'approvisionnement dans la région.

En **Allemagne**, ENGIE détient une participation de 31,575% dans GASAG, la société de distribution de gaz de Berlin. Elle couvre également, via ses filiales, la région du Brandebourg. GASAG est active dans la commercialisation d'énergie et les services énergétiques.

ENGIE participe également, aux côtés de la société TES, à la construction d'un terminal FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) dans le port de Wilhelmshaven pour le compte de DET (Deutsche Energy Terminal GmbH). Ce terminal est opérationnel depuis novembre 2024, contribuant ainsi à la sécurité énergétique du pays.

1.6.3 GBU *Energy Solutions*

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	9 853	10 405	-5,3%
EBIT *(en millions d'euros)*	356	367	-3,0%
Capacités décentralisées de production d'énergies *(GW@100%)*	25,7	25,3	+1,7%

1.6.3.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

Energy Solutions est l'un des *leaders* mondiaux [(1)] dans les infrastructures énergétiques décentralisées et des services associés. La GBU a pour ambition d'accompagner les clients villes, collectivités, industriels et tertiaires, dans leur trajectoire de décarbonation. Pour cela, la GBU offre un ensemble de solutions permettant d'agir sur trois leviers : le verdissement du mix énergétique, l'efficacité et la sobriété énergétique.

Ces solutions sont réparties en trois catégories : les réseaux locaux d'énergie, la production d'énergie sur site et la gestion de la performance énergétique.

Les **réseaux locaux d'énergie** conçus à l'échelle de quartiers, de villes ou de métropoles, permettent de produire et délivrer une énergie finale (chaleur, vapeur, froid, électricité) à un grand nombre d'utilisateurs en optimisant l'usage des énergies vertueuses disponibles sur le territoire (biomasse, géothermie, solaire thermique, etc.), tout en développant des technologies de haute efficacité énergétique.

La GBU propose aux collectivités la création, le développement, la modernisation et l'exploitation de ces infrastructures, majoritairement via des modèles d'affaires avec de l'investissement, dits *asset-based*, sur les principaux périmètres suivants :

- les réseaux de chaud et de froid ;
- les réseaux insulaires d'énergie ;
- la mobilité durable : infrastructures de recharge électrique, stations biogaz, production et distribution d'hydrogène renouvelable (voir Section 1.6.4.5 "Activités Hydrogène").

La combinaison de ces solutions permet de proposer des offres globales de décarbonation de villes, campus ou autres ensembles territoriaux.

La **production d'énergie sur site** repose sur des infrastructures permettant de produire à l'échelle d'un site (industriel ou tertiaire) l'énergie finale nécessaire à son fonctionnement (chaleur, froid, électricité, vapeur, air comprimé, etc.).

La GBU propose aux clients industriels et tertiaires la création, le développement, la modernisation et l'exploitation de ces infrastructures, majoritairement via des modèles d'affaires *asset-based*, permettant en particulier :

- la production d'énergie finale via des utilités bas carbone sur site (biomasse, solaire thermique, géothermie, récupération de chaleur fatale) et des dispositifs permettant d'optimiser l'efficacité énergétique ;
- le solaire photovoltaïque décentralisé.

Enfin, les **contrats de performance énergétique** combinent la production de l'énergie finale avec le recours aux sources renouvelables et de récupération (solaire photovoltaïque, biométhane, etc.) et l'utilisation de cette énergie de façon efficace et sobre.

La GBU propose ainsi à ses clients collectivités, industriels, tertiaires ou habitats collectifs des contrats comportant des engagements de réduction de la consommation énergétique de leurs bâtiments et des émissions de CO_2 associées.

La GBU propose par ailleurs :

- une offre de conseil en décarbonation, pour établir des feuilles de route "zéro carbone" (ENGIE Impact) ;
- une gamme de services opérationnels avec l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution de chaleur et de froid dans les bâtiments, la gestion des énergies, etc ;
- une offre de solutions de recharge pour la mobilité électrique légère et poids lourds (VIANEO).

Organisation

La GBU est organisée autour de quatre régions opérationnelles : France, reste de l'Europe, Amérique du Nord, Amérique du Sud Asie, Moyen-Orient et Afrique, complétées par une entité spécialisée dans le conseil (ENGIE Impact).

Les équipes centrales assurent :

- la mise en place des référentiels, des outils, des méthodes pour industrialiser les activités de la GBU et améliorer la performance tant commerciale qu'opérationnelle des entités du périmètre, notamment grâce à des plateformes métier dédiées aux principales solutions ;
- le pilotage du périmètre global via cinq directions fonctionnelles : Finance, Ressources Humaines, Stratégie, Développement (incluant le Marketing et la Communication), Juridique – Éthique et ESG, Opérations (incluant le HSE, les projets, la Performance, le Digital et les Achats) ;
- le renforcement des synergies entre les différentes entités.

Marché et environnement concurrentiel

Deux typologies d'acteurs interviennent sur l'une ou l'autre des activités d'*Energy Solutions* :

- des *Utilities* qui ont des activités d'infrastructures et/ou de services énergétiques, et auprès desquelles on observe une tendance à étendre leur empreinte géographique et à faire évoluer leur positionnement en termes d'activités, le rapprochant ainsi de celui d'*Energy Solutions* (*Energy Solutions* demeure toutefois la seule entité à centraliser sous un pilotage unique l'ensemble des activités) ;
- les fonds d'infrastructures, qui sont plus concentrés sur les activités d'infrastructures, actifs notamment dans les réseaux de chaud, de froid et la mobilité durable.

(1) Positions concurrentielles établies sur la base d'un travail d'expertise interne du Groupe, réalisé à partir des informations disponibles publiées par les acteurs ou par des organismes externes d'analyse. Elles sont établies au périmètre du Groupe au 31/12/2023.

1.6.3.2 Activités en France

ENGIE Solutions, marque des services *BtoB* d'ENGIE en France, se positionne comme un acteur de référence en France, à Monaco et en Outre-mer pour les infrastructures d'énergie bas carbone et les services énergétiques associés. Forte de 16 300 collaborateurs, Engie Solutions répond aux besoins des collectivités, des industriels et des acteurs du tertiaire, avec une ambition commune : accélérer la décarbonation des territoires grâce à trois métiers clés – les réseaux de chaud et de froid, les utilités sur site, et les services d'efficacité énergétique. En complément, l'activité de mobilité électrique poursuit son développement sous la marque ENGIE Vianeo.

Développement des réseaux de chaleur et de froid urbains

En 2024, ENGIE Solutions a poursuivi l'expansion des réseaux de chaleur et de froid urbains, avec notamment les projets suivants :

- Villeneuve-la-Garenne (Hauts-de-Seine) : un projet de transformation du réseau existant, prévoyant l'utilisation d'une technologie de géothermie innovante à 1 500 mètres de profondeur, permettant de fournir en chaleur (renouvelable à 80%) 10 000 équivalents logements d'ici 2029 ;
- Rennes (Ille-et-Vilaine) : l'extension et le verdissement du réseau de chaleur au sud de la ville permettant d'ajouter 42 km de réseau et 44 MW de puissance installée renouvelable ;
- Le Mans (Sarthe) : la création d'un nouveau réseau de chaleur au nord de la ville, combinant biomasse, valorisation énergétique d'incinérateurs et technologies de stockage thermique.

Utilités sur site

ENGIE Solutions a continué de soutenir les industriels dans leur transition énergétique à travers les projets suivants :

- Stellantis (Rennes) : ajout d'une chaudière biomasse de 6 MW et d'un réseau interne pour compléter une première tranche de 8 MW, renforçant ainsi la décarbonation du site ;
- Lesaffre (Marcq-en-Barœul) : récupération de chaleur fatale via deux pompes à chaleur (19 MW), permettant une économie annuelle de 30 000 tonnes de CO_2 et 150 000 m³ d'eau ;
- WEPA (Bousbecque) : installation d'une chaudière biomasse de 8 MW. ENGIE Solutions assurera également l'exploitation de 25 MW d'équipements de production de vapeur et d'eau chaude.

Services de gestion et de performance énergétique

ENGIE Solutions accompagne également les collectivités dans la maîtrise de leur consommation énergétique :

- Tours : un contrat de performance énergétique sur huit ans pour 211 bâtiments communaux, avec une réduction des consommations de 20% par an. Les actions incluent des travaux de rénovation, un pilotage digital pour 90 sites, et des programmes de sensibilisation des usagers ;
- Sainte-Geneviève-des-Bois : gestion des installations énergétiques de 71 bâtiments sur 10 ans. Les solutions déployées incluent des équipements bas carbone comme des panneaux solaires, permettant une économie de 2 454 tonnes de CO_2 par an.

Mobilité électrique

ENGIE Vianeo a poursuivi son développement en 2024 tel qu'illustré par les projets suivants :

- la mise en service de 250 points de recharge pour véhicules électriques dans la Métropole Aix-Marseille-Provence. Ce projet s'inscrit dans un programme ambitieux de réalisation d'un vaste réseau de bornes de recharge en voirie publique ;
- le déploiement de plus de 600 points de charge pour véhicules électriques sur l'ensemble des sept domaines français de Center Parcs d'ici 2028, dont 400 déjà mis en service ;
- dans le domaine de la mobilité lourde, l'inauguration, en partenariat avec APRR, d'un corridor de recharges électriques dédié aux poids lourds entre Paris et Lyon.

1.6.3.3 ENGIE Impact

ENGIE Impact s'associe à des entreprises pour accélérer leurs efforts de décarbonation dans le monde entier. Le modèle d'engagement d'ENGIE Impact va au-delà de la stratégie pour inclure l'excellence des données, les outils numériques et l'expertise en matière de réalisation de projets. Partenaire à long terme, ENGIE Impact établit des voies crédibles pour atteindre les objectifs ambitieux de réduction des émissions de carbone, tout en partageant les engagements et la responsabilité sur l'ensemble des portefeuilles. ENGIE Impact dispose aujourd'hui d'un portefeuille de plus de 1 500 clients, dont 25% des entreprises de la catégorie Fortune 500.

1.6.3.4 Activités à l'international

1.6.3.4.1 Europe (hors France)

Italie

La GBU dispose de positions de premier plan dans les réseaux de chaleur dans le nord de l'Italie et est l'un des principaux acteurs de l'éclairage public, avec plus de 600 000 points d'éclairage sous gestion. La GBU fournit par ailleurs, avec sa position de *leader*, des solutions d'efficacité énergétique et des solutions d'utilités sur site aux entreprises et clients publics.

En 2024, la GBU a remporté plusieurs contrats de performance énergétique, notamment avec la ville de Rome et la province autonome de Bolzano.

Allemagne

La GBU est un acteur important dans les utilités sur site au travers de contrats long-terme avec ses clients industriels ou tertiaires. Elle participe activement à l'installation, à l'exploitation et à la maintenance de solutions d'efficacité énergétique et détient des expertises spécifiques, notamment en réfrigération. Enfin, la GBU détient depuis plusieurs décennies des participations dans plusieurs *Stadtwerke* – entreprises locales de production et de distribution d'énergie – faisant d'ENGIE en Allemagne un acteur bien ancré dans les territoires.

En 2024, la GBU a accompagné la décarbonation de clients privés et publics, dont une nouvelle centrale photovoltaïque pour l'entreprise Grünenthal, la décarbonation du réseau de chauffage urbain de Hohenstein-Ernstthal, la construction de la nouvelle centrale électrique hydrogène-compatible pour la Stadtwerke Hanau et Mainova, et un programme d'économie d'énergie sur les bâtiments publics à Gummersbach.

Espagne

La GBU est active dans les services d'installation et de maintenance, dans la fourniture de solutions d'efficacité énergétique et dans les utilités sur site. Elle est un acteur des villes via plusieurs réseaux de chaleur urbains, notamment à Barcelone.

En 2024, elle a remporté le contrat pour la construction et l'exploitation de la nouvelle centrale biomasse de 5 MW pour Viscofan et la centrale photovoltaïque de 12,6 MWc pour Dupont.

Portugal

La GBU distribue le chauffage et la climatisation de la ville de Lisbonne par l'intermédiaire de sa filiale Climaespaço et fournit des services d'exploitation et de maintenance et des solutions d'efficacité énergétique.

En 2024, la GBU a remporté plusieurs contrats pour de nouvelles centrales photovoltaïques.

Slovaquie et Pologne

La GBU est un acteur majeur des réseaux de chaleur urbains. Elle fournit également des services d'installation, d'exploitation et de maintenance. La GBU développe activement des activités d'utilités sur site et du solaire décentralisé au sein de ces deux pays.

En 2024, la GBU a remporté un contrat d'installation de systèmes photovoltaïques en toiture pour un acteur de la distribution en Pologne et mis en service une première unité de stockage par batterie pour le parc industriel de Veľká Ida en Slovaquie.

Belgique

La GBU est un acteur significatif du solaire décentralisé à travers la co-entreprise Sun4Business avec le groupe Orka.

En 2024, à Genk, la GBU a inauguré avec SABIC la plus grande centrale photovoltaïque au monde utilisant des panneaux légers et 100% recyclables.

ENGIE Vianeo continue le déploiement de la concession remportée en Flandres avec plus de 3 000 points de charge mis en service fin 2024. Une station de 20 points de charge, choisie en consultation avec le conseil municipal et répondant aux demandes des entreprises et des citoyens de la région, a notamment été inaugurée en mai 2024 à Turnhout.

Roumanie

La GBU développe des solutions pour accompagner les clients industriels et tertiaires dans leur stratégie de décarbonation. En 2024, Heineken l'a choisie comme partenaire pour décarboner 3 brasseries locales.

1.6.3.4.2 Amérique du Nord et Amérique du Sud

États-Unis

La GBU intervient dans les solutions d'efficacité énergétique, en particulier pour le secteur public – gouvernements locaux, écoles, hôpitaux – et développe depuis plusieurs années des partenariats majeurs notamment pour les universités. La GBU poursuit son développement dans les solutions de solaire décentralisé avec 450 MW installés à fin 2024.

Brésil

La GBU intervient dans le développement et la mise en œuvre de solutions intégrées axées sur la réduction des coûts et l'amélioration des infrastructures pour les entreprises et les villes. Ses activités comprennent notamment l'efficacité énergétique, la gestion de l'énergie, ainsi que l'éclairage public.

1.6.3.4.3 Asie, Moyen-Orient et Afrique

Pays du Golfe arabo-persique

ENGIE détient une participation de 40% dans la société Tabreed (National Central Cooling Company PJSC), *leader* dans les pays du Conseil de coopération du Golfe (CCG) des réseaux urbains de froid. L'entreprise distribue l'équivalent d'un million de tonnes de froid. Tabreed a connu plusieurs succès commerciaux depuis 2020 avec l'acquisition des réseaux de froid de Downtown à Dubaï et les centrales froid de Masdar (Émirats arabes unis).

La GBU propose également des solutions énergétiques (solaire et utilités sur site) à des clients industriels.

En 2024, la GBU a remporté, en Arabie saoudite, un contrat d'achat d'électricité solaire sur site de 25 ans avec Al Jouf Cement Company (AJCC) pour une installation photovoltaïque de 22 MWc.

Asie du Sud-Est

La GBU dispose de solides capacités dans la maintenance technique, l'efficacité énergétique et les systèmes urbains de climatisation, ainsi que des projets de solaire et d'utilités sur site pour plusieurs clients industriels, afin de leur fournir des offres clés en main à faible émission de carbone.

En 2024, La GBU a remporté, à Singapour, un projet d'agrégation d'installations photovoltaïques en toiture de 10 MWc auprès de Jurong Town Corporation (JTC).

1.6.4 GBU *FlexGen & Retail*

1.6.4.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU *FlexGen & Retail* regroupe les activités de :

- production thermique (production d'électricité à partir de gaz, de diesel et de charbon)
- stockage d'énergie par pompage-turbinage;
- stockage par batteries et coordination de l'ensemble des activités batteries au sein du Groupe ;
- production d'hydrogène bas carbone à grande échelle et coordination de l'ensemble des activités hydrogène au sein du Groupe ;
- dessalement d'eau de mer ;
- fourniture d'énergie *BtoC* (ventes d'électricité et de gaz, services énergétiques, accès à l'énergie).

Ces activités partagent le même défi – mais aussi la même opportunité – de réduction des émissions de CO_2.

La GBU contribue au développement du Groupe et à la préparation de l'avenir. Elle apporte une expertise industrielle et un savoir-faire dans le digital. En plus d'équilibrer l'exposition financière du Groupe au travers des activités *Retail*, les activités de la GBU *FlexGen & Retail* permettent de soutenir le développement des énergies renouvelables et de compenser leur caractère intermittent grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité) et de flexibilité aval (effacement ou déplacement de la consommation des clients *BtoC*). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène bas carbone. Le rôle de la GBU est donc clé dans la transition énergétique.

Le développement des opérations des parcs de batteries représente une source de croissance pour la GBU *FlexGen & Retail*. Ces batteries génèrent de la valeur selon différents modèles d'affaire. Elles peuvent être contractées pour offrir de la capacité de pointe ou participer à l'équilibrage des réseaux électriques auxquelles elles sont connectées en offrant leur disponibilité sur les marchés ancillaires. Elles peuvent en outre exploiter des opportunités d'arbitrage sur les marchés de gros de l'électricité, notamment sur les marchés *day-ahead* ou *intraday*.

ENGIE a connu une croissance significative de ses capacités de stockage en 2024, suite à l'acquisition en 2023 du développeur américain Broad Reach Power et de son portefeuille de développement au Texas et en Californie. La GBU a pu ainsi porter sa capacité aux États-Unis à 1 230 MW, soit une croissance de 855 MW par rapport à 2023. Au total, la GBU dispose de 1,4 GW de capacité à fin 2024. La croissance va se poursuivre dans les années à venir, grâce à une capacité de 2,3 GW en construction aux États-Unis, en Belgique, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni et au Chili.

Marché et environnement concurrentiel

Dans la production thermique d'électricité, les principaux producteurs (hors Chine) sont principalement constitués d'acteurs européens (ENGIE, RWE, EPH, EDF, Enel, Uniper, Naturgy, Iberdrola, TotalEnergies), asiatiques (KEPCO, Marubeni, Mitsui) et du Moyen-Orient (ACWA Power). Ces principaux acteurs représentent une capacité totale thermique d'environ 300 GW (la part d'ENGIE représente environ 17%). À fin 2024, ces acteurs avaient 29 GW de projets sécurisés de nouvelles centrales de production dans le monde, dont 95% en gaz, portés principalement par les acteurs du continent asiatique.

Dans le stockage par batteries, environ 22 GW de capacités sont installées ou en développement avancé à fin 2024 par les principaux acteurs européens, tels les *Utilities* (ENEL, ENGIE, RWE et EDF), suivies par les développeurs renouvelables (NEOEN, Zenobē, etc.) et les fonds d'investissement (Sosteneo, Gresham House).

Dans la production d'hydrogène bas carbone, hors Chine, on observe une forte concentration des projets en Europe et en Amérique du Nord avec la création de consortiums visant à réduire les coûts de production. À horizon 2030, Air Liquide, Orsted, EDF et Iberdrola visent chacun a minima 3 GW de capacité d'électrolyse installées.

1.6.4.2 Activités Production flexible (*FlexGen*)

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	4 937	5 264	-6,2%
EBIT *(en millions d'euros)*	1 467	1 513	-3%
Capacités centralisées de production d'électricité au gaz *(GW@100%)*	47	49	-7,5%
Capacités centralisées de production d'électricité au charbon *(GW@100%)*	2	2	0%
Capacités de stockage d'électricité par pompage-turbinage *(GW@100%)*	3	3	0%

1.6.4.2.1 Europe

Le marché en Europe accélère sa transition vers une production d'énergie moins intensive en carbone. À la suite de la promulgation du *Green Deal* Européen, la Commission européenne a proposé d'accélérer la réduction d'émission de CO_2 d'ici 2030. Différents pays européens ont engagé la sortie de la production d'électricité à partir du charbon, et certains se sont engagés à une production d'électricité entièrement décarbonée d'ici 2035. Le marché européen de l'énergie se caractérise donc par un programme important à court et à moyen terme de fermeture des sources de production au charbon, couplée d'une sortie du nucléaire en Allemagne. Les centrales au gaz naturel ont un rôle clé à jouer aujourd'hui en offrant la flexibilité de longue durée nécessaire aux marchés de l'énergie pour compenser l'intermittence des moyens de production renouvelables, à côté de solutions naissantes telles que les batteries qui permettent d'offrir de la flexibilité de courte durée. Différents mécanismes de rémunération en faveur des producteurs d'électricité (mécanisme de rémunération de capacité, réserve stratégique etc.) se mettent en place à l'initiative des gouvernements (Belgique, Italie, France, Royaume-Uni) pour favoriser l'installation de nouvelles capacités thermiques flexibles ou pour permettre aux capacités existantes de rester opérationnelles. Ce rôle primordial des centrales à gaz incite à accélérer l'étude des solutions de décarbonation afin de leur permettre de continuer à assurer la sécurité d'approvisionnement.

En **Europe**, ENGIE gère un portefeuille d'actifs de production thermique d'une puissance installée de 15,9 GW dans six pays européens (France, Belgique, Pays-Bas, Italie, Portugal, et Espagne). Ce parc comprend les centrales du Groupe et des actifs décentralisés chez des clients industriels.

ENGIE construit une nouvelle centrale turbine gaz-vapeur (*Combined Cycle Gas Turbine* ou CCGT) à Flémalle en Belgique en vue d'une mise en service en 2025. Cette centrale de dernière génération, avec une puissance de 875 MW, bénéficie du mécanisme de rémunération de capacité mis en place en Belgique pour assurer la sécurité d'approvisionnement à la suite de la diminution de la capacité nucléaire du pays. Aux Pays-Bas, la centrale CCGT Maxima a récemment reçu une mise à niveau permettant une co-combustion d'hydrogène à hauteur de 50%, initiant ainsi la mise en place de capacité thermique flexible décarbonée.

1.6.4.2.2 Amérique du Nord et Amérique du Sud

Au **Canada**, ENGIE possède et exploite la centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de West Windsor de 126 MW, située en Ontario. En outre, à **Porto Rico**, ENGIE détient une participation de 35% dans EcoElectrica, une centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de 534 MW.

Au **Pérou**, ENGIE exploite des centrales qui représentent 2 081 MW, avec des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel à Chilca, ainsi que des centrales électriques au diesel à Ilo.

Au **Chili**, ENGIE, dispose d'une large infrastructure thermique dans le nord du pays pour un total de 1 563 MW. Le Groupe exploite un portefeuille diversifié de centrales à cycle combiné ou cycle ouvert au gaz naturel, d'unités au charbon qui pourront être converties au gaz naturel dès 2025, ainsi que des turbines à gaz et moteurs diesel.

Au **Mexique**, ENGIE Mexico exploite des centrales à gaz représentant une capacité combinée de près de 301 MW.

1.6.4.2.3 Afrique, Moyen-Orient et Asie

Dans les pays du **Conseil de Coopération du Golfe**, ENGIE intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs. ENGIE vend son électricité et son eau produite par dessalement dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme. ENGIE est un des premiers développeurs et opérateurs privés d'électricité et d'eau dans la région. Les capacités de production électriques totales de 28 GW desservent plus de 40 millions de personnes (en Arabie saoudite, aux Emirats arabes unis, à Oman, au Bahreïn, au Qatar et au Koweït). Les installations de dessalement en exploitation ou en construction produisent près de 6,7 millions de m^3 d'eau/jour, avec des développements supplémentaires en cours pour 0,6 million de m^3 d'eau/jour.

Au **Pakistan**, ENGIE détient pour le moment à 100% deux centrales au gaz à cycle combiné (CGCC) pour une capacité totale de 931 MW. L'électricité produite est vendue dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme aux entreprises de distribution. Ces actifs sont en cours de cession.

En **Afrique**, ENGIE détient une participation minoritaire en Afrique du Sud dans deux centrales diesel dites "de pointe" à cycle ouvert pour une capacité totale de 1 003 MW, et une participation minoritaire au Maroc dans la centrale à charbon de Safi avec une capacité de production totale de 1 250 MW. Une unité de dessalement est en construction au Maroc également, avec une capacité attendue de 100 000 m^3 d'eau/jour.

En **Australie**, ENGIE opère plusieurs centrales au gaz pour une capacité totale de 857 MW.

1.6.4.3 Activités *Retail*

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	14 070	16 443	-14,4%
EBIT *(en millions d'euros)*	695	569	+22%
Nombre de contrats gaz *(en millions)*	10 258	10 574	-3%
Nombre de contrats électricité *(en millions)*	9 234	9 257	-0,3%

L'activité de fourniture d'énergie se concentre sur la France, la Belgique, l'Italie, la Roumanie, les Pays-Bas et l'Australie. ENGIE s'adresse à la fois aux clients particuliers et aux petits clients professionnels. L'activité repose sur la fourniture de contrats d'énergie (gaz et électricité) et la vente de services de décarbonation.

Sur tous les marchés où ENGIE opère, l'ambition est d'être un partenaire de confiance pour accompagner et engager les clients dans la transition énergétique ainsi qu'une référence en matière de décarbonation. Pour cela, les priorités sont de :

- commercialiser **des contrats d'énergie verte** avec des solutions digitales de pilotage des consommations ;
- développer **des solutions de transition énergétique** qui passent par des services d'installation, de maintenance et de pilotage d'équipements tels que des chaudières à Très Haut Rendement, des pompes à chaleur, des équipements de toitures solaires, des véhicules électriques dans le but d'aider les clients à gérer et à maîtriser leur consommation tout en fournissant au système électrique la flexibilité dont il a besoin.

ENGIE détient un portefeuille de 19,5 millions de contrats d'énergie auxquels viennent s'ajouter des services associés au pilotage de l'énergie. En France, ENGIE reste leader de la vente de gaz et 1er *challenger* en électricité. En Belgique, le Groupe est numéro un en gaz comme en électricité, et en Roumanie leader sur la fourniture de gaz. Dans le domaine des services de décarbonation aux clients particuliers et aux petits clients professionnels, le Groupe déploie de nombreuses solutions qui en font un acteur de référence et contribuent à sa croissance.

Les ventes de contrats d'électricité verte ont continué à progresser pour atteindre 7,7 millions à fin 2024. ENGIE assure par ailleurs la promotion d'offres de gaz vert auprès de ses clients.

Dans ce contexte de variabilité des prix de l'énergie et d'inflation, afin d'accompagner ses clients dans la maîtrise de leur consommation d'énergie, ENGIE déploie plusieurs actions fortes dans l'ensemble des pays, notamment :

- des campagnes d'information et de sensibilisation à la sobriété énergétique ;
- la poursuite de la progression de services d'aide au pilotage de la consommation (panneaux solaires, bornes électriques, etc.) et des offres permettant aux clients de mieux la comprendre et d'agir sur celle-ci. À ce titre, des outils digitaux (applications) permettent de suivre la consommation d'énergie en temps réel : "Ma Conso+" (France) ou "Smart App" et "Energy Monitor" (Belgique), les "Ecodéfis" (France) qui permettent de relever des défis de réduction de sa consommation de manière individuelle ou collective, ou encore l'offre de recharge intelligente personnalisée permettant aux clients de recharger leur véhicule électrique au moment le plus avantageux pour eux (en Belgique avec "Drive App" et en France avec "Ma Recharge Intelligente") ;

- la mise en avant d'une gamme d'offres au service d'une consommation maîtrisée et d'un système énergétique équilibré. Ainsi, en France, par exemple, les clients peuvent bénéficier de services de pilotage à distance leur permettant non seulement de mieux et moins consommer mais aussi de soulager les réseaux au moment de fortes tensions : en France, "Mon Pilotage Elec" ou les programmes d'effacement comportemental "Ecodéfi+" ou "Reduce & Reward" en Australie permettent de réduire et déplacer les consommations à des moments critiques pour le réseau.

Évolutions réglementaires

L'année 2024 a été une année de transposition de plusieurs directives européennes (*Electricity Market Design*, *Energy Efficiency*) dans les pays européens, avec notamment l'objectif de renforcer la protection des consommateurs et les obligations prudentielles des fournisseurs. Ces textes sont en cours de transposition dans les lois nationales (pour ceux qui le nécessitent) ou d'intégration dans les réglementations nationales.

En France, des discussions importantes ont été menées concernant le dispositif post-ARENH mais n'ont pas encore abouti, et des réflexions sur la fiscalité de l'énergie sont en cours.

Le bouclier tarifaire a été totalement supprimé pour les particuliers et a évolué sur le marché des professionnels vers une aide adaptée "l'amortisseur électricité 2024", permettant à certains types de clients de bénéficier d'une prise en charge par l'État du montant de leur consommation d'électricité.

En Roumanie, le plafonnement des prix du gaz et de l'électricité a été prolongé jusqu'en mars 2025.

ENGIE Energy Access

ENGIE Energy Access, en cours de cession, développe des solutions solaires hors réseau innovantes pour les foyers, les services publics et les entreprises, permettant aux clients d'accéder à une énergie propre et abordable. Les systèmes solaires domestiques et les mini-réseaux favorisent le développement économique, en permettant une utilisation productive de l'électricité et en créant des opportunités commerciales pour les entrepreneurs des communautés rurales.

ENGIE Energy Access est présent dans neuf pays (Bénin, Côte d'Ivoire, Kenya, Mozambique, Nigeria, Ouganda, Rwanda, Tanzanie et Zambie), auprès de plus d'1,3 million de clients et de plus de 6,5 millions de personnes.

1.6.4.4 Activités Hydrogène

1.6.4.4.1 Missions et Stratégie

L'hydrogène est un vecteur énergétique clé de la transition, dans lequel ENGIE souhaite développer des positions fortes sur l'ensemble de la chaîne de valeur : production, infrastructures, mobilité et négoce d'hydrogène.

En **Europe**, le Groupe bénéficie de son portefeuille de clients industriels et de collectivités locales (GBU *Energy Solutions*) ainsi que de capacités de production d'énergie renouvelable et du savoir-faire commercial de *Global Energy Management & Sales* (GEMS).

En **France,** en **Allemagne** et au **Royaume-Uni**, le Groupe se développe autour des infrastructures de transport (GRTgaz - voir Section 1.6.2.2.2) et de stockage (Storengy - voir Section 1.6.2.2.4) existantes qui sont au cœur de la future dorsale hydrogène européenne.

À l'**international**, le Groupe développe en priorité des projets de renouvelables dans les pays à faible coût et où il a des positions fortes, en particulier ceux où les politiques publiques encouragent le développement de l'hydrogène, dans le but d'accompagner la transition énergétique de ses clients et de développer des projets de fuels verts à grande échelle.

Évolutions réglementaires

Dans le cadre de sa trajectoire de neutralité carbone, l'Union européenne (UE) souhaite massivement développer la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone avec un objectif ambitieux de 40 GW de capacité d'électrolyse en Europe en 2030 – réhaussé à 20 Mt d'H2 par an dans le cadre du plan RePowerEU, mis en place à la suite du déclenchement du conflit en Ukraine et la décision de l'UE de réduire au maximum la dépendance au gaz naturel russe. Des cibles contraignantes de consommation d'hydrogène renouvelable et dérivés ont été fixées récemment pour l'industrie et le transport dans le cadre de la directive européenne RED III. Ces évolutions sont positives et démontrent une volonté politique renforcée mais doivent encore être concrétisées, notamment via un processus simplifié et accéléré de mise à disposition des fonds. Il conviendra également de trouver des solutions au problème de la disponibilité de l'électricité renouvelable et de son prix. ENGIE œuvre pour réduire les freins en place au développement des projets et faire évoluer le cadre réglementaire.

1.6.4.4.2 Description des activités

La GBU *FlexGen & Retail* assure le rôle de coordination de l'ensemble des activités hydrogène du Groupe qui sont développées dans les différentes GBU en fonction de leurs expertises relatives.

Production d'hydrogène décarboné à grande échelle : ENGIE a une approche globale et progressive en développant des projets d'envergure avec des clients industriels dans les zones géographiques les plus favorables. Le Groupe conçoit des modèles d'offres réplicables pour les segments ciblés. Un certain nombre de projets à grande échelle sont en cours de développement (niveaux de maturité différents) avec des acteurs clés. La plupart de ces projets pourront, à terme, conduire à la mise en œuvre de projets de grande envergure (à l'échelle du GW).

En Europe, ENGIE vise les industries difficiles à décarboner autrement. L'électrification n'est en effet pas possible ou économiquement viable dans certains secteurs, pour lesquels le vecteur hydrogène est une solution, en particulier la sidérurgie, le raffinage (conventionnel ou bio), la production de e-molécules (ammoniac, méthanol, kérosène de synthèse, etc.).

Hors Europe, ENGIE se concentre sur les géographies à faibles coûts des renouvelables comme les États-Unis, l'Australie, le Chili, le Brésil et la péninsule arabique.

Fin 2023, ENGIE a complété le projet HyflexPower d'injection de 100% d'H2 dans une turbine gaz de 12 MW de Siemens, ouvrant la voie à l'utilisation d'H2 dans ses centrales à gaz en Europe. En testant plusieurs mélanges d'hydrogène et de méthane, le projet a permis de mesurer concrètement les impacts de l'H2 sur les performances et la maintenance des turbines.

En mai 2024, ENGIE et POSCO ont complété les pré-études environnementales pour le projet HyDuqm à Oman. Ce projet concerne l'installation de capacités électriques renouvelables associées à un électrolyseur afin de décarboner la fabrication d'acier.

En juillet 2024, ENGIE et 15 autres partenaires ont été lauréats de l'appel à projet EU Horizon pour le projet VHyTTA, visant à développer un concept de station de recharge hydrogène multimodale à destination des ports et aéroports. Le modèle standardisé de station a vocation à alimenter véhicules terrestres en service dans les ports et aéroports, ainsi que des trains et péniches.

ENGIE a pour ambition d'atteindre 4 GW de capacité d'électrolyse en 2035.

Mobilité : ENGIE, via la GBU *Energy Solutions*, est un des premiers acteurs en France du développement des écosystèmes territoriaux de l'hydrogène pour les usages de la mobilité et de l'industrie. Elle finance, conçoit et exploite des systèmes décentralisés de production d'hydrogène par électrolyse et des stations de recharge à destination des opérateurs publics et privés de transports.

Dans ce cadre, ENGIE a inauguré en juin 2024 une station de production et distribution d'hydrogène vert à Dijon via la société Dijon Métropole Smart Energie, alimentant entre autres les bus de la métropole, ainsi que la station de distribution de Saint-Egrève via la société Hympulsion en région AURA.

ENGIE exploite à ce jour des stations hydrogène en France pour une capacité de production de 5,4 MW et une capacité de distribution de 2,1 t/jour. Actuellement, neuf stations sont en construction.

Infrastructures : l'adaptation et la conversion des infrastructures au développement de l'hydrogène est une priorité pour le Groupe.

GRTgaz, suite à la signature d'un contrat de réservation de capacité avec Stahl-Holding-Saar en Allemagne pour 50 000 tonnes d'hydrogène, a pris au 1er trimestre 2024 la décision finale d'investissement sur un hydrogénoduc de 90 km, le plus grand a cette date en Europe. Outre d'autres projets à l'étude pour raccorder producteurs et consommateurs d'hydrogène au sein de *hubs* industriels, GRTgaz est fortement impliqué dans le développement d'une dorsale européenne de l'hydrogène à travers le projet H2med, hydrogénoduc reliant le Portugal et l'Espagne à la France et l'Allemagne (voir Section 1.6.2.2.2.) pour lequel les études de pré-faisabilité ont débuté.

Storengy développe un service de stockage souterrain d'hydrogène afin de permettre une fourniture fiable et flexible d'hydrogène (projets HyPSTER et GeoH2 en France, Salthy en Allemagne, HyNet au Royaume-Uni). Les projets GeoH2 et Salthy sont reconnus comme Projets Communs d'intérêts (PCI). En avril 2024, le projet FrHyGe a été lancé, suite à son succès lors de l'appel à projets du *Clean Hydrogen Partnership* pour la réalisation d'un démonstrateur sur le site de Manosque. Début 2025, le projet Salthy a obtenu un financement de la part du CEF Energy.

Négoce d'hydrogène : GEMS ambitionne de se développer dans la vente en gros d'hydrogène bas carbone et des molécules dérivées (méthane, ammoniaque, etc.), en développant un portefeuille d'approvisionnement diversifié, de la vente avec services adaptés aux besoins de chaque client et la fourniture en électricité et gaz des sites de production d'hydrogène.

Innovation : en matière d'innovation, ENGIE soutient l'investissement dans le développement des technologies de l'hydrogène. ENGIE a inauguré en 2022 son H2 Lab, centre de recherche et d'innovation dédié à l'hydrogène bas carbone, doté de moyens d'essais sur toute la chaîne de valeur de l'H2, de la production à l'utilisation. L'hydrogène naturel pourrait constituer une nouvelle ressource d'hydrogène compétitive et bas carbone pour contribuer à la décarbonation des territoires.

1.6.5 Nucléaire

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	68	118	-42,8%
EBIT *(en millions d'euros)*	1 448	605	+139,4%
Capacité de production d'électricité nucléaire *(GW@100%)*	4	4	0%

1.6.5.1 Missions et stratégie

L'entité opérationnelle Nucléaire est dédiée à la gestion opérationnelle des sept réacteurs nucléaires en Belgique, ainsi que des droits détenus dans deux centrales d'EDF en France.

L'entité opérationnelle est structurée autour des priorités suivantes :

- assurer la disponibilité optimale des centrales nucléaires pendant leur phase d'exploitation et contribuer ainsi à la production d'électricité de base décarbonée ;
- tout mettre en œuvre pour que Tihange 3 et Doel 4 soient remises sur le réseau d'ici le 1er novembre 2025 ;
- maîtriser le chemin critique et les coûts liés au programme de Déclassement.

La sûreté nucléaire est au cœur de ces priorités. Le dispositif de sûreté nucléaire en place fait l'objet d'un renforcement continu, en étroite collaboration avec les autorités de sûreté nucléaire.

1.6.5.2 Description des activités

Les implantations de l'entité en Belgique sont réparties à Doel, Tihange, et Bruxelles. Electrabel exploite et opère, dans le respect des normes de sécurité et sûreté nucléaire les plus strictes, les centrales nucléaires de Doel et de Tihange. Ces centrales représentent fin 2024 une capacité installée totale en Belgique de 3 908 MWe (dont 792 MWe en partenariat avec le groupe EDF). Les centrales de Doel 3 (1 006 MW) et de Tihange 2 (1 008 MW) ont été mises définitivement à l'arrêt respectivement le 23 septembre 2022 et le 31 janvier 2023. De plus, le Groupe possède 1 218 MWe de droits de tirage dans les centrales de Tricastin et de Chooz B en France.

Le cadre juridique initial prévoyait la sortie progressive de l'exploitation des centrales nucléaires en Belgique entre 2022 et 2025. Par décision du 18 mars 2022, le Gouvernement belge a décidé de prendre les mesures nécessaires en vue de prolonger de 10 ans la durée de vie de Doel 4 et Tihange 3.

ENGIE et le Gouvernement belge ont signé le 13 décembre 2023 l'accord final portant sur la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 et sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires. Il prévoit :

- l'engagement des deux parties de procéder à un *Flexible Long-Term Operation* (LTO), pour un montant d'investissement estimé entre 1,6 et 2 milliards d'euros, et de mettre en œuvre leurs meilleurs efforts pour redémarrer les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dès novembre 2025 ;
- la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées, détenue à parité par l'État belge et ENGIE ;
- le modèle économique de l'extension avec une répartition équilibrée des risques au travers notamment d'un mécanisme de Contrat pour Différence pour la rémunération de la production d'électricité. Le prix d'exercice se basera sur le coût réel de l'extension des unités nucléaires. Ce coût n'est pas encore connu mais sera estimé en fonction des exigences de sûreté nucléaire établies par l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN). Ainsi, un prix initial sera fixé en 2025 et sera actualisé en 2028 selon le montant connu du coût final de l'extension, pour couvrir la période allant jusqu'en 2035 ;
- la fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires, concernant toutes les installations nucléaires d'ENGIE en Belgique, pour un montant total de 15 milliards euros$_{2022}$ payable en deux fois selon les catégories de déchets ;
- la levée des restrictions portant sur les actifs non européens d'Electrabel.

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025. Les modifications législatives permettant de le prendre en compte dans la loi ont eu lieu en avril 2024.

Le Groupe assume des obligations, résultant de l'application de la loi belge du 11 avril 2003 modifiée par la loi du 12 juillet 2022, relatives aux provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et la gestion du combustible nucléaire irradié. La loi du 12 juillet 2022 prévoit notamment le financement complet des provisions nucléaires d'ici 2030 et un renforcement du contrôle de la Commission des provisions nucléaires sur certaines décisions relatives au capital d'Electrabel et à Synatom.

Dans le cadre de l'accord final précité, la loi du 12 juillet 2022 a été modifiée afin de tenir compte de la fixation du paiement du montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires (15 milliards d'euros$_{2022}$), seules les obligations en matière de démantèlement restant exclusivement à charge d'Electrabel (et faisant toujours l'objet de provisions nucléaires). Le prochain exercice de révision est prévu pour 2025 (voir Note 17 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

1.6.6 Autres – dont *Global Energy Management & Sales* (GEMS)

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	32 187	37 949	-15,2%
dont GEMS	*31 377*	*37 221*	-15,7%
EBIT *(en millions d'euros)*	1 718	2 761	-37,8%
dont GEMS	*2 382*	*3 551*	*-32,9%*
Volumes d'énergies vendues aux clients *BtoB (en TWh)*	338	334	+1,3%

Le secteur reportable "Autres" recouvre les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie et de fourniture *BtoB* (*Global Energy Management & Sales* (GEMS)), ainsi que du *Corporate,* des *holdings et* Tractebel. La majeure partie des résultats du secteur "Autres" est attribuable à GEMS.

1.6.6.1 Missions et stratégie de GEMS

Actif dans 19 pays, l'entité *Global Energy Management & Sales* (GEMS) opère dans le monde entier. Elle fournit des solutions et des services de gestion de l'énergie afin de soutenir ENGIE et ses clients dans leur transition vers une économie neutre en carbone. GEMS a deux principales missions :

- optimiser la valeur des actifs énergétiques, gaziers et renouvelables du Groupe, gérer les risques de portefeuille pour le compte d'ENGIE sur l'ensemble de ses marchés, et contribuer à la compétitivité des *GBU* ;
- assurer un avenir énergétique sûr et durable à plus de 200 000 clients externes en développant des offres commerciales innovantes et compétitives.

Outre sa situation de leader sur les marchés européens de gros du gaz naturel et de l'électricité, GEMS vise à développer la même position de leader dans les gaz renouvelables et bas carbone (biométhane, hydrogène). Plus largement, l'entité poursuit le plan de croissance ambitieux de son portefeuille de gestion en énergies vertes, qui comprend les énergies renouvelables, les énergies à faibles émissions de carbone et le gaz vert, la biomasse durable, les garanties d'origine et les certificats verts. À cet égard, GEMS est un leader mondial des contrats d'achat d'énergies renouvelables à long terme, les "PPA verts", dont 35 TWh ont été conclus en 2024. GEMS développe aussi des offres innovantes pour l'optimisation du stockage d'électricité par batteries et la gestion de la demande chez les clients.

La stratégie de GEMS pour développer son portefeuille en énergies vertes est soutenue par des initiatives de changement culturel et des programmes de formation spécifiques, ainsi que par la prise en compte de critères sociaux, environnementaux et d'émissions de carbone dans le processus décisionnel.

En réduisant de manière proactive l'intensité carbone de ses ventes, GEMS contribue au respect par le Groupe de ses ambitions climat.

1.6.6.2 Activités de GEMS

Les activités de GEMS se répartissent en deux grands domaines d'expertise.

Optimisation d'actifs (*Asset Optimization*) :

- concernant la gestion des actifs électriques, GEMS fournit des activités de mise sur le marché et de *dispatching* pour les actifs de production d'ENGIE ainsi que pour les actifs de tiers ;
- en ce qui concerne la gestion des actifs gaziers, GEMS gère l'approvisionnement en amont, les capacités de transport et de stockage du gaz, y compris la valorisation et l'optimisation de la flexibilité des actifs sur les marchés ;
- GEMS optimise un portefeuille d'actifs de GNL et de biomasse.

Gestion des risques et fourniture d'énergie aux clients *(Customers Risk Management & Sales)* :

GEMS assure la sécurité d'approvisionnement pour les clients du Groupe.

- GEMS fournit du gaz naturel, du gaz vert et bas carbone (biométhane, hydrogène), et de l'électricité, aux entreprises et aux grands clients industriels, ainsi qu'aux autres entités commerciales d'ENGIE ;
- GEMS développe les activités de fourniture d'électricité renouvelable (contrats d'achat d'électricité renouvelable), et offre des solutions personnalisées pour aider les clients à atteindre leurs objectifs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) (garanties d'origine, traçabilité de l'énergie, compensations carbone, efficacité énergétique) ;
- GEMS gère les risques du portefeuille énergétique physique et financier avec des stratégies de couverture sur mesure, un accès au marché compétitif et une expertise de qualité.

En 2024, ENGIE a conclu de nouveaux contrats et lancé différents partenariats, notamment :

- accord de collaboration associé à un investissement dans la start-up ClimeFi, spécialisée dans les achats, le financement et la gestion des risques liés aux certificats d'élimination permanente du dioxyde de carbone ;
- contrat d'achat de biométhane de 2,7 à 3 TWh sur une durée de 7 ans avec BASF pour être utilisé comme matière première sur ses sites de production de Ludwigshafen (Allemagne) et Anvers (Belgique) ;
- plusieurs contrats d'achat d'électricité renouvelable avec Google en Belgique pour un total de 118 MW provenant de nouveaux parcs, et la prolongation d'un contrat existant ;
- accord avec Energy Dome pour le premier système de stockage d'énergie par CO_2 à grande échelle au monde à Ottana, en Sardaigne. ENGIE optimisera la batterie sur les marchés italiens de l'électricité.

1.6.6.3 Tractebel

Tractebel est reconnu comme une société internationale d'ingénierie et de conseil de premier plan qui propose des solutions intégrées dans les domaines de l'énergie, du nucléaire, de l'eau et des infrastructures durables avec comme mission de concevoir un avenir neutre en carbone au côté de ses clients, publics et privés.

Tractebel, avec 5 600 collaborateurs, est actif dans principalement une trentaine de pays.

Domaine de l'énergie

Dans le secteur de l'énergie, Tractebel met son expertise et ses compétences au service de clients internes et externes au groupe ENGIE. Celles-ci couvrent les étapes de la conception, la planification, le développement et la supervision de la construction de projets. Pour ENGIE, Tractebel intervient notamment sur des projets de nouvelles centrales électriques comme la centrale à gaz à cycle combiné de Flémalle en Belgique et sur des projets de champs éoliens comme Serra do Assuruá au Brésil.

Tractebel continue de faire bénéficier de grands opérateurs de son expertise et de ses compétences acquises dans le domaine de l'énergie nucléaire. Tractebel déploie ainsi ses services auprès d'acteurs comme EDF en France et ESKOM en Afrique du Sud, en complément d'ENGIE en Belgique. Tractebel participe par ailleurs au développement du projet de construction d'ANGRA 3 au Brésil, ainsi que de nouveaux réacteurs sur les sites d'Hinkley Point et de Sizewell en Angleterre. Elle participe aussi à des projets d'envergure dans le domaine des réacteurs de recherche comme PALLAS (Pays-Bas), des petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR) sur les infrastructures de défense et de gestion de déchets nucléaires, ainsi que dans le domaine des applications médicales.

Domaine de l'eau

Dans le secteur de l'eau, Tractebel intervient sur des barrages et projets hydroélectriques de toute taille, des systèmes d'irrigation, d'alimentation, d'assainissement et de distribution d'eau, ainsi que des infrastructures maritimes ou fluviales et de protection de côtes en lien avec le changement climatique. Tractebel réalise les études pour la Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) de Snowy 2.0 en Australie et l'augmentation de capacité de Coo en Belgique. Tractebel intervient également sur des projets de réhabilitation de barrages hydroélectriques comme le projet Wasuna en Côte d'Ivoire.

Domaine des infrastructures

Dans le secteur des infrastructures urbaines, Tractebel contribue à l'ingénierie de bâtiments, d'infrastructures de transport terrestre, et de villes, avec pour ambition d'accélérer le développement d'offres intégrées, visant à décarboner quartiers et territoires. À l'aide d'outils de modélisation et de simulation, Tractebel participe à différents projets d'infrastructures de transport collectif et de mobilité en Belgique, en Allemagne et en Inde, ainsi qu'aux projets du Metro Grand Paris Express (France) et du métro de Belgrade (Serbie). Tractebel est également un acteur majeur dans le domaine des bâtiments à haute performance énergétique, comme la rénovation du bâtiment Marnix à Bruxelles (Belgique), ainsi que dans la conception de centres de traitement de données (data centers) en mettant l'accent sur leur efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO_2.

1.6.7 Modèle d'affaires du Groupe

Le modèle d'affaires du Groupe est présenté en Section 3.1.1.2.1.

1.7 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS

Le Groupe détient en propriété ou en location un nombre important d'immobilisations industrielles à travers le monde. De nombreuses activités du Groupe impliquent l'exploitation de très grandes usines dont le Groupe ne détient toutefois pas toujours l'entière propriété. Le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages.

Les tableaux suivants présentent les principales installations en service dont le Groupe est, en tout ou partie, propriétaire. Les propriétés en location sont traitées dans les Notes 13 et 14 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

CENTRALES ÉLECTRIQUES (CAPACITÉS > 400 MW HORS UNITÉS EN CONSTRUCTION)

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(en MW)*	Type de centrale
Afrique du Sud	Avon	669	Fioul
Arabie saoudite	Fadhili	1 497	Gaz naturel
	Marafiq	2 744	Gaz naturel
	Ju'aymah	467	Gaz naturel
	Shedgum	469	Gaz naturel
	Uthmaniyah	469	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
Australie	Pelican point	489	Gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	1 224	Gaz naturel
	Al Ezzel	940	Gaz naturel
	Al Hidd	929	Gaz naturel
Belgique	Amercœur	446	Gaz naturel
	Coo	1 089	Pompage hydraulique
	Doel	1 916	Nucléaire
	Drogenbos	466	Gaz naturel
	Herdersbrug	480	Gaz naturel
	Tihange	1 992	Nucléaire
	Zandvliet	419	Gaz naturel
Brésil	Cana Brava	439	Hydroélectrique
	Estreito	1 068	Hydroélectrique
	Assura	563	Éolien
	Jaguara	413	Hydroélectrique
	Jirau	3 675	Hydroélectrique
	Miranda	404	Hydroélectrique
	Ita	1 442	Hydroélectrique
	Campo Largo	688	Éolien
	Machadinho	1 135	Hydroélectrique
	Salto Osòrio	1 072	Hydroélectrique
	Salto Santiago	1 415	Hydroélectrique
	Santo Agostinho	434	Éolien
Chili	Mejillones	1 121	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	411	Gaz naturel, charbon, fioul
Émirats arabes unis	Fujairah F2	2 000	Gaz naturel
	Mirfa	1 600	Gaz naturel
	Shuweihat 1	1 500	Gaz naturel
	Shuweihat 2	1 496	Gaz naturel
	Taweelah	1 590	Gaz naturel
	Umm Al Nar	1 532	Gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Gaz naturel
	Castelnou	791	Gaz naturel

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(en MW)*	Type de centrale
France	CombiGolfe	435	Gaz naturel
	CyCoFos	428	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	478	Gaz naturel
Italie	Roselectra	406	Gaz naturel
	Torre Valdaliga	1 134	Gaz naturel
	Vado Ligure	782	Gaz naturel
	Voghera	403	Gaz naturel
Koweït	AzZour North	1 519	Gaz naturel
Maroc	Safi	1 250	Charbon
Oman	Barka 2	674	Gaz naturel
	Barka 3	737	Gaz naturel
	Sohar 2	737	Gaz naturel
Pakistan	Uch 1	551	Gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 931	Gaz naturel
	Flevo	907	Gaz naturel
Pérou	Chilca	932	Gaz naturel
	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
Porto Rico	Ecoelectrica	534	Gaz naturel
Portugal	Bemposta I&II	451	Hydroélectrique
	Elecgas	839	Gaz naturel
	Picote I&II	436	Hydroélectrique
Qatar	Ras Laffan B	1 025	Gaz naturel
	Ras Laffan C	2 730	Gaz naturel
Royaume-Uni	First hydro	2 088	Pompage hydraulique
	Moray East	953	Éolien en mer
	Moray West	441	Éolien en mer

(1) Capacités des actifs dans lesquels ENGIE détient une participation, pris en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ NATUREL (> 550 MM³ DE VOLUME UTILE TOTAL [1])

Pays	Localisation	Volume utile *(en Mm³)* brut [1]
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	820
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	690
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 690
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Étrez (Ain)	690
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	590
Allemagne	Uelsen	860

(1) Volume utile des stockages détenus par ENGIE, pris en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

TERMINAUX MÉTHANIERS

Pays	Localisation	Capacité totale de regazéification *(en Gm³(n)/an)* [1]
France	Montoir-de-Bretagne	10
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	1,5
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	10
Chili	Mejillones	2,0

(1) Capacités des actifs détenus par ENGIE, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.



2

FACTEURS DE RISQUE ET CONTRÔLE INTERNE RFA

2.1 Processus de gestion des risques 45
2.1.1 Politique de gestion globale des risques 45
2.1.2 Gestion de crise 45
2.1.3 Couverture des risques et assurances 45

2.2 Facteurs de risque 47
2.2.1 Risques politiques et réglementaires 47
2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux 49
2.2.3 Risques économiques et concurrentiels 51
2.2.4 Risques financiers 52
2.2.5 Risques opérationnels 55
2.2.6 Risques sociaux et sociétaux 58
2.2.7 Risques liés aux activités nucléaires 60

2.3 Procédures de contrôle interne 62
2.3.1 Objectifs du contrôle interne 62
2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne 62
2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière 64
2.3.4 Pilotage du contrôle interne 65

Les risques significatifs et spécifiques auxquels le Groupe estime être exposé sont présentés ci-après. Ils sont répartis en sept catégories de risques :

- risques politiques et réglementaires ;
- risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux ;
- risques économiques et concurrentiels ;
- risques financiers ;
- risques opérationnels ;
- risques sociaux et sociétaux ;
- risques liés aux activités nucléaires.

Les risques présentés ont été appréciés et hiérarchisés sur la base du "risque net", autrement dit la quantification du risque après prise en compte des moyens de maîtrise mis en place.

Le tableau de synthèse ci-dessous reprend dans chaque catégorie les risques les plus importants, classés par criticité décroissante (impact probabilisé).

Risques	Criticité	Évolution (versus 2023)	Sections et références dans le DEU
RISQUES POLITIQUES ET RÉGLEMENTAIRES			
Risque d'intervention des États et de changements régulatoires dans un contexte d'incertitude politique		hausse	2.2.1.1 et Notes 23.1.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France		stable	2.2.1.2
RISQUES DÉCOULANT DES ENJEUX CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX			
Risque d'évolution des effets perceptibles du changement climatique impactant la demande et la production d'énergie		stable	2.2.2.1 et 3.1.2.1.1/ ESRS 2
Risque d'évolution des effets perceptibles du changement climatique impactant la disponibilité des actifs et leur performance		stable	2.2.2.2 et 3.1.2.1.1/ ESRS 2
RISQUES ÉCONOMIQUES ET CONCURRENTIELS			
Risque d'adaptation ou développement des *business models* induit par la transition énergétique dans un contexte de concurrence accrue sur certaines activités du Groupe		hausse	2.2.3.1 et Note 13.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
RISQUES FINANCIERS			
Risque de marché sur matières premières		stable	2.2.4.1 et Note 15.1.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
Risque de contrepartie		stable	2.2.4.2 et Note 15.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
Risque sur le financement des pensions de retraite		stable	2.2.4.3 et Note 18 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
RISQUES OPÉRATIONNELS			
Risque d'approvisionnement pour la construction de centrales d'énergies renouvelables et de capacités de stockage de l'électricité		hausse	2.2.5.1
Cybersécurité		stable	2.2.5.2 et 3.1.4.3.1/ ESRS 2
Risque d'accident industriel		stable	2.2.5.3 et 3.1.4.3.3/ ESRS 2
RISQUES SOCIAUX ET SOCIÉTAUX			
Risques liés aux ressources humaines		stable	2.2.6.1 et 3.1.3.2.1 & 3.1.3.2.5/ESRS 2
Risques santé et sécurité au travail		stable	2.2.6.2 et 3.1.3.2.6/ ESRS 2
RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS NUCLÉAIRES			
Risques liés aux activités nucléaires		baisse	2.2.7 et Note 17.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"

Légende niveau de criticité : Faible / Moyen / Élevé

D'autres risques de moindre ampleur ou non connus à ce jour pourraient également affecter le Groupe. La survenance de tels risques pourrait avoir une incidence négative significative sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe, sur son image, ses perspectives et/ou sur le cours de l'action ENGIE. Certains risques critiques pour le Groupe sont par ailleurs mentionnés dans les sections suivantes mais non développés car ils sont soit non spécifiques à ENGIE, soit sont déjà détaillés dans la Section 3.1 "État de durabilité", selon les normes européennes de reporting de durabilité (*European Sustainability Reporting Standards* - ESRS). Ils sont identifiés à l'aide d'un pictogramme **[ESRS]** et présentés dans la table de concordance disponible à la Section 3.1.5 "Annexes".

2.1 PROCESSUS DE GESTION DES RISQUES

2.1.1 Politique de gestion globale des risques

Le Groupe a défini une politique de management global des risques (*Enterprise Risk Management* – "ERM"), dont les principes sont cohérents avec les standards professionnels (ISO 31000, *Federation of European Risk Management Associations* notamment) ; celle-ci explicite l'ambition d'ENGIE de "maîtriser ses risques pour assurer sa performance".

Le système de management global des risques du Groupe est appliqué dans les activités et entités contrôlées du Groupe, dans le respect des règles de gouvernance qui s'imposent à chaque entité.

Cette politique préconise une prise de risques à un niveau raisonnable au plan juridique, acceptable par l'opinion et supportable économiquement. Elle précise que tout manager est un *Risk Manager*. Les Comités de Direction des entités du Groupe sont, en principe, les instances où sont décidées les actions à entreprendre pour gérer les risques, sauf lorsqu'un Comité des Risques est créé spécifiquement comme pour les risques de marché énergie ou pour les risques éthiques.

Le Directeur du Management des Risques et Assurances s'assure de l'efficacité du dispositif de gestion des risques. Il anime les *Chief Risk Officers* désignés dans chacune des entités opérationnelles et Fonctions Corporate. Ces derniers évaluent l'exposition globale aux risques de l'entité ou de la Fonction et s'assurent de la mise en œuvre des plans de traitement.

L'analyse des risques et le pilotage des plans d'actions sont réalisés en collaboration avec toutes les filières du Groupe et font l'objet d'une revue complémentaire avec les quatre *Global Business Unit* (GBU) du Groupe.

Chaque année, le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques de l'année précédente en Comité Exécutif (Comex). Une campagne ERM est ensuite lancée dans tout le Groupe, en indiquant les orientations à prendre en compte pour la gestion des risques durant l'année. Elle débouche sur une nouvelle revue des risques du Groupe présentée en Comex puis en Comité d'Audit, qui après examen porte un avis sur l'efficacité du système de management des risques, dont il fait rapport au Conseil d'Administration.

La connaissance des risques provenant de la remontée d'informations des entités opérationnelles et des directions fonctionnelles est complétée par des entretiens avec les dirigeants et par une analyse des publications des analystes externes et des événements majeurs (voir Section 3.1.1.5 "Système de gestion des risques et contrôle interne de l'état de durabilité").

2.1.2 Gestion de crise

Afin de faire face à la survenance de tous types de crise, ENGIE maintient depuis des années un dispositif global de gestion de crise. Ce dispositif déployé à tous les niveaux du Groupe vise à disposer d'un système d'alerte et de remontée des incidents majeurs. Une analyse de la situation est réalisée par une personne de permanence au niveau local qui peut, en cas de besoin, déclencher une cellule de crise au plus près de l'évènement et informer la personne de permanence au niveau supérieur. Les décisions pour gérer la crise sont prises au niveau approprié de l'organisation selon le principe de subsidiarité.

Des plans de continuité des activités et des plans de reprise d'activités sont établis et mis à jour pour les scénarios de crise prioritaires identifiés par le Groupe et ses entités.

Pour tester la robustesse de l'organisation et s'ancrer dans une boucle d'amélioration continue, les entités réalisent, a minima, un exercice de crise par an sur un périmètre fonctionnel et géographique cohérent avec les exigences réglementaires. Des formations complémentaires sont également dispensées pour les parties prenantes internes. Un référentiel de contrôle interne permet aux entités de réaliser une auto-évaluation annuelle de leur maturité. Des *peer-reviews* sont réalisées annuellement sur un ensemble d'entités pour confirmer ces auto-évaluations. Enfin, un bilan annuel est réalisé pour tirer les enseignements et engager les actions d'amélioration nécessaires, en lien et partage avec l'ensemble des entités.

Ce dispositif ne peut toutefois permettre d'exclure le risque que les activités et les opérations du Groupe puissent être perturbées en situation de crise. De même, ce dispositif ne permet pas d'assurer l'absence d'impact sur les tiers ou sur l'environnement.

2.1.3 Couverture des risques et assurances

Le Département Management des Risques et Assurances d'ENGIE est chargé de l'élaboration, de la mise en place et de la gestion des programmes d'assurances dans les domaines de la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes de bénéfices) et des personnes, des recours de tiers (responsabilité civile), des assurances automobiles et de la prévention.

Pour chacun de ces domaines :

- les montants assurés dépendent des risques financiers découlant des scénarios de sinistres et des conditions de couverture offertes par le marché (capacités disponibles et conditions tarifaires) ;
- le financement est optimisé : les risques de faible ou de moyenne amplitude sont couverts par l'autofinancement, par des franchises et des rétentions ou au travers de la société de réassurance du Groupe dont les engagements représentent en base cumulée un sinistre maximum estimé d'environ 0,29% du chiffre d'affaires 2024 du Groupe.

Il ne peut être exclu que, dans certains cas, le Groupe soit obligé de verser des indemnités importantes non couvertes par le programme d'assurances en place ou d'engager des dépenses très significatives non remboursées ou insuffisamment remboursées par ses assureurs. En matière de responsabilité civile et de risques environnementaux, bien que le Groupe ait souscrit des assurances de premier plan, il ne peut être exclu que la responsabilité du Groupe soit recherchée au-delà des plafonds garantis ou pour des faits non couverts (notamment du fait des exclusions communément pratiquées par le marché de l'assurance).

2.1.3.1 Responsabilité civile

Un programme couvre la responsabilité civile des mandataires sociaux et dirigeants d'ENGIE, de ses filiales et des représentants du Groupe au sein de ses participations.

Un programme responsabilité civile générale (y compris atteinte à l'environnement) est souscrit au bénéfice de l'ensemble des filiales pour une limite globale de 625 millions d'euros. Ce programme intervient en majorité au premier euro, ou en excédent des couvertures sous-jacentes souscrites par certaines entités (en général d'une capacité de 50 millions de dollars américains).

2.1.3.2 Responsabilité civile nucléaire

Electrabel, en sa qualité d'exploitant d'unités nucléaires sur les sites de Doel et Tihange, voit sa responsabilité civile régie par les conventions de Paris et Bruxelles (dont les protocoles d'amendement de 2004 sont entrés en vigueur au 1er janvier 2022), visant l'indemnisation des victimes et la création d'une solidarité entre pays signataires, ainsi que par la loi belge du 22 juillet 1985 (modifiée par les lois du 29 juin 2014 et du 7 décembre 2016).

Cette responsabilité incombe exclusivement à l'exploitant dont l'installation serait à l'origine de l'accident nucléaire. En contrepartie de cette responsabilité strictement objective, le montant de l'indemnisation est plafonné par accident à 1,2 milliard d'euros. Au-delà de ce plafond, un mécanisme d'indemnisation complémentaire a été mis en place par les États signataires des conventions.

Le programme d'assurance responsabilité civile nucléaire souscrit par Electrabel au 1er janvier 2024 auprès du marché de l'assurance est conforme aux conventions de Paris et Bruxelles révisées et à la loi nationale belge précitée qui fait obligation à l'exploitant de fournir une garantie financière ou de souscrire une assurance de responsabilité civile à hauteur de 1,2 milliard d'euros.

2.1.3.3 Dommages matériels

Les entités du Groupe bénéficient d'assurances de dommages couvrant les installations en propre, louées ou confiées, à l'exception des canalisations de réseaux de transport et distribution de gaz et des réseaux de chaleur en France. Les principaux programmes prévoient des garanties formulées soit en valeur de remplacement à neuf, soit sur base de limites contractuelles d'intervention par sinistre, fixées en fonction de scénarios majeurs estimés selon les règles du marché des assurances et des offres disponibles (coût et capacité).

L'assurance des pertes d'exploitation et frais supplémentaires d'exploitation est souscrite en fonction de chaque analyse des risques en tenant compte notamment des plans de secours existants.

Les projets de construction font l'objet d'une garantie "tous risques chantier" souscrite par le maître d'ouvrage, le maître d'œuvre ou l'entreprise principale.

2.1.3.4 Programmes de protection du personnel

Conformément à la législation en vigueur et aux accords d'entreprise, des programmes de protection du personnel contre les risques d'accidents et frais médicaux sont élaborés au niveau des entités opérationnelles.

2.2 FACTEURS DE RISQUE

2.2.1 Risques politiques et réglementaires

Le Groupe est sensible à des facteurs de risques conjoncturels et structurels qui impactent le secteur de l'énergie. L'ensemble de ces risques est analysé et mesuré dans le cadre des processus stratégiques et de planification qui permettent au Groupe d'anticiper certaines évolutions de l'environnement externe et de s'y préparer. L'organisation et la feuille de route de la recherche et de l'innovation du Groupe contribuent également à répondre aux évolutions stratégiques (voir Section 1.3 "Recherche et innovation").

2.2.1.1 Risque d'intervention des États et de changements régulatoires dans un contexte d'incertitude politique

Criticité : **Tendance du risque :** *Hausse*

DESCRIPTION

En Europe, la période 2021-2024 est marquée par la hausse brutale des prix de l'énergie, suivie par une normalisation partielle, la poursuite du conflit entre la Russie et l'Ukraine et l'évolution du marché de l'électricité. Ce contexte a induit une intervention de certains États Européens dans les market design de l'énergie, dans un contexte de transition énergétique sous tension.

L'incertitude sur la déclinaison des nouvelles modalités du mécanisme qui succédera à l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) qui se terminera au 1er janvier 2026, continue de peser au vu de l'absence d'évolution du projet de loi de finances adopté en février 2025. Ces règlements peuvent impacter le positionnement des offres commerciales d'ENGIE dans le pays, dans un contexte politique qui reste instable.

Concernant les instruments de financement de la rénovation énergétique, les obligations croissantes et complexes imposées par les législateurs de plusieurs pays, pourraient contraindre la performance des activités de production, de commercialisation et gestion de l'énergie du Groupe. En Belgique par exemple, la complexité des critères pour la validation et l'obtention des certificats verts associés à la production de biomasse pourrait altérer les revenus associés. En France, les obligations, actuelles et futures (période 2026-2030), inhérentes aux certificats d'économie d'énergie (CEE) devant être produits par les commercialisateurs d'énergie (obligés) restent incertaines au vu des volumes et modalités de mise en œuvre associés. Par ailleurs, les exigences de la nouvelle réglementation relative aux certificats de production de biométhane (CPB), opportunité majeure pour la production de biométhane en France, est encore un dispositif jeune, ce qui induit des difficultés à caractériser le risque porté par les activités de commercialisation des offres de gaz.

Hors Europe, au Brésil en particulier, ENGIE est exposé aux changements de la réglementation des marchés de l'électricité tels que la modification des subventions ou l'introduction de nouvelles charges fiscales.

Concernant le marché du gaz brésilien, l'application de la législation en vue de l'ouverture du marché est en cours d'harmonisation entre les États. Le principal risque pour la filiale d'ENGIE en charge des activités de transport de gaz (TAG) est lié au projet de "bypass" du système de transport (connexion directe de sources d'énergies aux distributeurs locaux d'énergie ou aux consommateurs finaux). Ceci pourrait réduire les capacités des gaz transportés, conduisant à une augmentation des tarifs et risquant d'amplifier les demandes de "bypass".

En termes de réglementation fiscale, le système fiscal brésilien reste complexe et potentiellement en évolution. Plusieurs litiges sont en cours concernant l'application des

MESURES DE GESTION DES RISQUES

En Europe, le Groupe continue d'interagir avec les différents régulateurs nationaux ainsi qu'avec les autorités européennes (Commission) quand les mesures découlent de textes communautaires afin d'assurer une meilleure cohérence entre les projets de réglementation et leurs objectifs, et dans le but de les alerter sur des problématiques concrètes de mise en œuvre.

S'agissant par ailleurs du cadre de marché post-ARENH, le Groupe a exprimé publiquement sa position en réponse à la consultation gouvernementale (projet de dispositif de protection des consommateurs d'électricité à partir du 1er janvier 2026) et échange sur ces sujets avec la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et les ministères. En l'occurrence, les ministres en charge ont entendu l'ensemble des énergéticiens le 5 décembre 2024, dont ENGIE

Le Groupe continue de suivre de près :

- l'application du Règlement sur la réforme du marché de l'électricité dans le droit des États membres ;
- le devenir du dispositif post ARENH dans le projet de loi relatif à la souveraineté énergétique.

Concernant les obligations relatives aux certificats verts, CEE et CPB, le Groupe reste actif dans les différents pays, notamment via :

- l'échange régulier avec les législateurs locaux ;
- l'assurance d'une mise en œuvre du dispositif auprès de l'administration compatible avec les contraintes des énergéticiens (Emission Trading System 2 (ETS)-éligibilité système d'échange de quotas d'émission), reconnaissance du caractère décarbonant des CPB, défense d'une indexation de la pénalité sur l'inflation…) ;
- le développement de la production de biométhane via les structures dédiées du Groupe en France et en Europe ;
- l'implantation d'une organisation optimale entre le commercialisateur et les activités de gestion de l'énergie pour sécuriser l'approvisionnement de biométhane.

Hors Europe, le Groupe met son expérience en market design à la disposition des institutions brésiliennes, notamment au travers de sa participation au processus formel de révision du système local. D'autres sociétés présentes au Brésil dans la production électrique ou dans le transport du gaz, également affectées par de potentielles modifications, partagent l'avis du Groupe et sont mobilisées pour assurer la neutralité, voire positivité, des évolutions en la matière. D'un point de vue politique, le besoin du Brésil de continuer d'attirer des investissements étrangers limite les risques.

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
taxes. Les plus récentes concernent les recours notifiés par L'administration fiscale à TAG les 23 septembre et 29 novembre 2024. La résolution de ces litiges pourrait prendre plusieurs années (voir la Note 23.1.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). Fin décembre 2024, le cadre général des TVA fédérales, étatiques et municipales a été approuvé avec une mise en place progressive prévue jusqu'en 2033. D'autres modifications de taxes pourraient être adoptées dans les années à venir concernant les dividendes (pas d'imposition à ce jour) et les impôts sur les sociétés. Les effets ne sont pas connus à ce jour et pourraient se compenser en tout ou en partie.	Par ailleurs, le Groupe continue de suivre étroitement les évolutions réglementaires et législatives du pays pour les anticiper au mieux et mettre en place des actions pour limiter les effets négatifs sur la rentabilité de ses activités. À ce jour, dans l'activité de transport de gaz, l'objectif est d'éviter les différents projets de "bypass" et d'obtenir une définition claire des règles juridiques de la nouvelle loi. Pour cela, TAG et le Groupe prennent part au débat public auprès des différentes parties prenantes et suivent de près la mise en place du nouveau cadre légal, que ce soit au niveau fédéral ou au niveau local. Concernant les recours fiscaux auprès de TAG, cette dernière a déposé une plainte auprès de l'administration le 21 octobre 2024. Comme prévu par la législation fiscale, le dépôt de plainte va suspendre l'applicabilité des dettes fiscales susmentionnées et n'implique pas de versement financier.

2.2.1.2 Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France

Criticité : **Tendance du risque :** ➤ *Stable*

DESCRIPTION	MESURE DE GESTION DES RISQUES
Les tarifs d'accès aux infrastructures gazières (distribution, transport, stockage, terminaux de regazéification) en France sont régulés. Les tarifs sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'évolution des marchés financiers et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces tarifs comprennent également des mesures d'incitation à la performance. Sauf exception, ils sont révisés tous les quatre ans à l'issue d'un processus de consultations publiques et d'auditions. Les nouveaux tarifs des infrastructures gazières (transport, stockage et distribution) s'appliquant pour une période de quatre ans (ATRT8, ATS3 et ATRD7) sont entrés en vigueur depuis janvier 2024 pour le stockage, depuis avril 2024 pour le transport et depuis juillet 2024 pour la distribution. Ces taux de rémunération des actifs sont très proches des tarifs précédents (-15 points de base pour les transports et stockages, -10 points de base pour la distribution). Les tarifs intègrent également un rattrapage tarifaire important et un recalage des charges liées à l'inflation cumulée des dernières années. En ce qui concerne les tarifs de regazéification (ATTM 6), en vigueur depuis le 1er avril 2021 et d'application pour une période de quatre ans, leur revue a été actée par la délibération de la CRE, le 9 janvier 2025, en vue de décider du nouveau tarif (ATTM 7) applicable à partir du 1er avril 2025.	Le Groupe maintient le dialogue avec la CRE dans le cadre du dispositif de révision tarifaire qui permet une large place à la concertation de l'ensemble des acteurs. Outre l'ensemble des actions qu'il déploie pour développer la production de gaz verts et l'atteinte de leur compétitivité à terme, il continue de défendre : • des positions visant à assurer la sécurité d'approvisionnement du pays ; • une rémunération des actifs juste et adaptée au nouvel environnement économique de court et long terme ; • une couverture adéquate de ses coûts en vue de préserver une bonne qualité de service et de permettre les investissements nécessaires à la transition énergétique ; • la reconnaissance de la flexibilité apportée par le système gaz au système énergétique et sa valorisation. Il veille aussi à accroître sa performance pour asseoir une trajectoire tarifaire compétitive.

2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux

Les activités du Groupe l'exposent à de nombreuses normes et réglementations relatives au respect et à la protection de l'environnement et des personnes ou à la transition énergétique. Le risque d'adaptation des *business model*s induite par la transition énergétique dans un contexte de concurrence accrue sur certaines activités du Groupe est présenté en Section 2.2.3.1.

Les problématiques liées aux pollutions des sols font l'objet d'un suivi spécifique (voir Section 3.5.4.11). Ces sujets font l'objet de provisions dans les comptes lors de démantèlement et réhabilitation de sites (voir Note 17.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Les risques relatifs aux enjeux climatiques et environnementaux sont développés plus en détail dans la Section 3.1 "État de durabilité" **[ESRS 2-SBM]**.

2.2.2.1 Risque d'évolution des effets perceptibles du changement climatique impactant la demande et la production d'énergie

Criticité : **Tendance du risque :** ➤ *Stable*

DESCRIPTION

Evolution de la production des actifs du Groupe

Si les énergies renouvelables (solaire, éolienne et hydraulique) sont essentielles pour construire un système décarboné, elles demeurent cependant les plus affectées par les impacts physiques du changement climatique. Dans les régions où ENGIE est présent, la production hydroélectrique est la technologie la plus exposée, du fait des fortes variations de la production annuelle et infra-annuelle attendues d'ici à 2050. Inversement, les actifs thermiques devraient se distinguer par leur résilience à toute variation de la production.

Évolution de la demande d'énergie

L'impact du changement climatique sur l'évolution de la demande se traduit par un changement des besoins de chaleur et de froid. Les premiers devraient diminuer tandis que les besoins de froid devraient augmenter sur les décennies à venir. Sur le sujet de l'évolution chronique de la production et de la demande d'énergie, l'analyse s'appuie sur les scénarios RCP 4.5 (scénario central) et RCP 8.5 (*stress test*) du Groupe d'experts inter-gouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Pour ajuster l'offre aux fluctuations de la demande annuelle, ENGIE :

- optimise son portefeuille d'actifs, de ressources gazières avec la modulation de ses approvisionnements et le pilotage de ses stockages souterrains, et du parc de production électrique ;
- harmonise les projections de demande d'énergie avec l'impact du changement climatique des différentes GBU au travers du processus Plan d'Affaires à Moyen Terme.

2.2.2.2 Risque d'évolution des effets perceptibles des événements climatiques impactant la disponibilité des actifs et leur performance

Criticité : **Tendance du risque :** *Stable*

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Intégrité des installations L'intégrité des actifs pourra être affectée par l'augmentation du nombre d'événements extrêmes. Depuis trois ans, le Groupe s'organise pour accroître sa résilience face au changement climatique. Les indicateurs principaux concernent les vagues de chaleur, le stress thermique, le stress hydrique, les inondations (Asie, France, Belgique, Brésil) les vents extrêmes (Puerto Rico), les glissements de terrain (Chili), les feux de forêts (États-Unis) ainsi que l'érosion côtière. La sensibilité des différentes technologies d'ENGIE face à ces risques a été évaluée avec les experts opérationnels du Groupe. Sur ce sujet, les analyses sont effectuées sur une exposition à des degrés de réchauffement : +1,5 °C et +2 °C et depuis 2024 sur +3 °C et +4 °C. **Chaîne d'approvisionnement de biens et de services** Au-delà des actifs propres d'ENGIE, le changement climatique va impacter l'ensemble des acteurs et infrastructures de l'écosystème dans lequel opère le Groupe. Cet impact peut être global (perturbations à l'échelle mondiale de la chaîne d'approvisionnement de combustibles et de produits tels que les panneaux solaires ou les éoliennes) ou local (blocage des routes d'accès à un site dû à une tempête, dysfonctionnement du réseau électrique sur lequel un site injecte sa production, etc.).	ENGIE a mis en place des actions à un niveau stratégique et opérationnel pour mobiliser l'ensemble des parties prenantes du Groupe sur le sujet et anticiper les impacts du changement climatique sur les sites existants ainsi que les nouveaux projets : • inclusion du risque climatique dans les critères de sélection du portefeuille géographique et technologique du Groupe (au niveau national et local) ; • analyse du risque climatique et mise en place de plans d'adaptations lorsque nécessaire pour l'ensemble des nouveaux projets (process *Business Development*) ; • identification des sites existants à risque vis-à-vis du risque climatique et suivi de l'implémentation des mesures d'adaptation (process Risk Management (ERM) Adaptation) ; • harmonisation des projections de demande d'énergie avec l'impact du changement climatique des différentes GBU au travers du processus Plan d'Affaires à Moyen Terme ; • suivi des dégâts matériels se produisant sur les sites ENGIE annuellement.

2.2.3 Risques économiques et concurrentiels

2.2.3.1 Risque d'adaptation ou développement des *business models* induit par la transition énergétique dans un contexte de concurrence accrue sur certaines activités du Groupe

Criticité : **Tendance du risque :** *Hausse*

DESCRIPTION

La transition énergétique, intensifiée par le contexte géopolitique international et politique en France, induit plusieurs changements dans les métiers où le Groupe opère :

- augmentation des besoins de flexibilité du système liée à la pénétration croissante des énergies intermittentes ;
- décentralisation de la production et vente d'énergie ;
- émergence des technologies digitales et de la *smart energy* impactant la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz ;
- développement dans les activités de *trading* avec de nouveaux produits et marchés pour accompagner la décarbonation des activités des clients ;
- réglementations françaises en faveur de la décarbonation par une électrification renforcée.

Sur ces différents marchés, la concurrence continue de s'intensifier avec des acteurs (compagnies pétrolières, etc.) de plus en plus actifs sur toute la chaîne de valeur.

Concernant l'adaptation de certaines activités d'ENGIE, les orientations européennes et françaises, notamment les dernières perspectives publiques de la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), visent à restreindre l'usage de gaz naturel. La directive sur la performance énergétique des bâtiments (EPBD), sans interdire les chaudières, notamment alimentées en gaz bas-carbone, induit de potentielles mesures défavorables aux chaudières à gaz. Cette vision emporte un certain nombre de risques, notamment pour le système énergétique et pour les activités de distribution de gaz naturel de GRDF, qui pourrait voir le nombre de ses clients utilisant le gaz naturel diminuer (voir Note 17.3.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

En matière de développement du Groupe, notamment aux États-Unis, la concurrence accrue dans les capacités de stockage et dans les énergies renouvelables rendent les objectifs de développement plus difficiles à atteindre. Par ailleurs, les derniers décrets adoptés en janvier 2025 par l'administration américaine pourraient impacter le développement de l'éolien offshore (dont les investissements du Groupe sont réalisés au travers de la *joint-venture* Ocean Winds), tandis que l'éolien onshore, facilité par l'Inflation Reduction Act (IRA), est apprécié, à date, à régulation inchangée (voir Note 17.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Pour répondre à ces défis actuels et futurs et adapter son *business model*, le Groupe a présenté, en 2024, son scénario actualisé de transition énergétique pour l'Europe à l'horizon 2050 (voir également la Section 3.1 "État de durabilité" **[ESRS 2 - SBM]**).

Ce scénario, est fondé sur cinq convictions majeures, dont :

- l'alliance de l'électron et de la molécule pour réussir la transition ;
- le développement massif des énergies renouvelables électriques ;
- l'anticipation en amont des besoins de flexibilité.

En attendant, le Groupe développe régulièrement de nouvelles offres pour répondre à l'évolution des attentes clients : digitalisation, offres d'énergie provenant de sources renouvelables, développement de solutions contribuant à la "neutralité carbone".

Par ailleurs, il renforce, auprès des pouvoirs publics français (notamment dans le cadre des orientations des futures réglementations énergétiques) et des autorités européennes, ses actions de promotion du gaz comme vecteur indispensable à l'accélération et à la réalisation d'une transition énergétique résiliente et abordable sur différents thèmes. Ces actions sont notamment la défense de l'usage chauffage via le développement des pompes à chaleur hybrides, la compétitivité des gaz verts, le *market design* du biométhane, la complémentarité des énergies.

Concernant le développement du biométhane, outre le passage à l'échelle industrielle de cette filière en France et le renforcement de son expansion en Europe, le Groupe travaille également au développement des filières biométhane de deuxième génération, avec le recours à la pyrogazéification de la biomasse.

En aval, les réseaux de transport et de distribution du Groupe adaptent leurs infrastructures pour permettre l'acheminement du biométhane aux clients au moindre coût en parallèle aux projets de reconversion d'infrastructures existantes pour le transport de l'hydrogène vert et l'amélioration des conditions d'injection dans les réseaux.

Par ailleurs, le Groupe continue de rééquilibrer son portefeuille d'infrastructures en technologies ; infrastructures électriques (via la construction et l'exploitation continues de lignes haute tension) et en zones géographiques (développement hors Union européenne vers des pays en croissance).

Concernant le développement des énergies renouvelables, et plus particulièrement aux États-Unis, ENGIE continue de renforcer sa stratégie d'investissement dans les énergies renouvelables et capacités de stockage par batteries, tout en maintenant la sécurisation de sa chaine d'approvisionnement en panneaux solaires.

2.2.4 Risques financiers

2.2.4.1 Risque de marché sur matières premières

Criticité : **Tendance du risque :** *Stable*

DESCRIPTION

Le Groupe est principalement exposé à deux types de risques de marché sur les matières premières énergie : les risques de prix, directement liés aux fluctuations des prix de marché ou des *spreads* entre prix de marché (exemple : *basis risk* dans des marchés nodaux, induit par le risque de congestion comme aux États-Unis), et les risques de volume (risque météorologique et/ou dépendant de l'activité économique) principalement en Europe (Belgique, France, Espagne, Italie, Pays-Bas, Royaume-Uni, etc.), aux États-Unis, en Australie et en Amérique du Sud (Brésil, Chili, etc.). Le Groupe est exposé à ces risques, en particulier sur le gaz, l'électricité y compris les certificats de capacités (CRM – *Capacity Remuneration Mechanism*), le CO_2 et d'autres produits verts ou blancs liés à la transition énergétique (Garanties d'Origine ou certificats verts, CEE-certificats d'économie d'énergie) (voir Note 15.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

L'exposition au risque de prix se concentre sur les actifs et les droits de tirage nucléaires respectivement en Belgique et en France, les actifs hydrauliques, thermiques gaz et une partie des actifs éoliens terrestres (Espagne, France, États-Unis). Les actifs solaires et une partie des actifs éoliens terrestres, qui sont contractés au moins jusqu'en 2030, génèrent peu d'exposition au risque de prix mais sont exposés aux risques liés à leur caractère intermittent. Les activités de commercialisation d'électricité ou de gaz font l'objet de couverture au plus près des ventes pour limiter les risques de prix et de volume.

À l'exception des activités de *trading*, l'évaluation des risques de marché est réalisée au travers de leur impact sur l'EBIT. Ainsi, les principaux indicateurs de risques pour la gestion de portefeuilles d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, de l'EBIT *at Risk*, des ratios de couverture des portefeuilles et des *stress tests* basés sur des scénarios défavorables prédéfinis. Pour les activités de *trading* et conformément aux standards du marché, les indicateurs de risques comprennent des sensibilités, des *Value at Risk* (VaR), des limites de perte (DrawDowns) et des *stress tests* (voir Note 15.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe a mis en place, au travers d'une politique Groupe mise à jour en 2023, une gouvernance spécifique pour la maîtrise des risques de marché énergie et de liquidité reposant sur :

- le principe général de séparation entre gestion et contrôle des risques ;
- un Comité des Risques Marché Énergie (CRME) au niveau du Groupe en charge de la validation des mandats de risques de chacune des entités opérationnelles et du suivi de l'exposition consolidée ;
- le suivi de mandats de risques de marché et de liquidité à différents niveaux dans le Groupe, et un processus d'alerte ;
- une centralisation au sein de l'entité GEMS de la gestion du risque de liquidité associée aux appels de marge et des interventions sur les marchés de gros pour couvrir les risques de marché et de liquidité (voir Section 1.6.6) ;
- une incitation aux entités opérationnelles à diminuer le risque aux bornes du Groupe ; et
- une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière.

Une partie des activités de production d'électricité, notamment hors Europe, est assurée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA) et complétée par des *corporate PPAs* dans les activités de production d'électricité renouvelable réduisant l'exposition aux prix de marché sur la durée de vie de ces contrats.

Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

Concernant les impacts liquidité du risque, dans un contexte d'importante volatilité des appels de marge (mécanisme de place imposé pour gérer le risque de contrepartie), le Groupe dispose d'un dispositif de pilotage de ces appels de marge au niveau de GEMS, notamment, et utilise des instruments visant à réduire la volatilité induite.

2.2.4.2 Risque de contrepartie

Criticité : **Tendance du risque :** ➤ *Stable*

DESCRIPTION

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) – voir Note 15.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

L'impact peut se ressentir au niveau du paiement (non-paiement de prestations ou de livraisons réalisées), de la livraison (non-livraison de prestations ou de fournitures payées), des actifs (perte de placements financiers) ou du manque à gagner en cas de faillite du client ou de coûts supplémentaires en cas de défaillance d'un fournisseur. La détérioration actuelle de l'environnement économique dans certaines régions, le niveau élevé des prix de l'énergie notamment en Europe ainsi que les conflits au Moyen-Orient et en Ukraine continuent de maintenir ce risque élevé.

Le développement d'offres vertes au travers de *Corporate PPAs* sur des durées plus longues que les ventes traditionnelles a conduit le Groupe à renforcer ses exigences en matière de rating de ces contreparties et de garanties demandées afin de limiter l'augmentation de ces risques de contreparties.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

La solidité financière des clients est évaluée avant signature de contrats, via une méthodologie et des outils communs à l'ensemble du Groupe.

Les risques sont gérés au travers de contrats et de contrats-cadres avec des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de *netting*, appels de marge, ou via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés. Les activités opérationnelles peuvent en outre donner lieu à des prépaiements et à des procédures de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Enfin, la hausse constatée du risque de défaillance des contreparties du Groupe et réduite par la mise en place de boucliers tarifaires dans plusieurs pays, avait incité le Groupe à :

- renforcer son suivi des recouvrements ;
- prendre en compte, dans l'évaluation de ses pertes de crédit attendues, des informations prospectives concernant les secteurs économiques considérés comme les plus sensibles à la crise économique et géopolitique.

2.2.4.3 Risque sur le financement des pensions de retraite

Criticité : **Tendance du risque :** ➤ *Stable*

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Une part significative des engagements de retraite et des actifs affectés à ces plans est concentrée en France et en Belgique. Les autres régimes de retraite à prestations définies concernent principalement l'Europe et le Brésil. Lorsque cela est possible, le Groupe privilégie les régimes à cotisations définies par rapport aux régimes à prestations définies. La fermeture du régime spécial de retraite du personnel sous le régime social des Industries Électriques et Gazières (IEG) aux nouveaux entrants à compter du 1er septembre 2023 ne produira ses effets que sur le long terme. Cela est dû au nombre important de salariés et de retraités toujours sous le régime de retraite IEG. La Note 18 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" précise les éléments évalués et comptabilisés. Le calcul des engagements est estimé par des méthodes actuarielles utilisant des méthodologies, hypothèses et modèles pour l'évaluation des passifs ou la détermination des allocations d'actifs et des risques associés qui peuvent avoir un impact significatif sur les niveaux de couverture et les besoins de financement. En plus des passifs de retraites, il existe d'autres engagements significatifs liés à des avantages post-emploi et à des avantages à long terme pour le personnel en activité. Par exemple, la prestation en nature énergie accordée au personnel IEG pendant la retraite, pourrait voir sa valeur augmenter dans un contexte de prix de l'énergie élevés. Les niveaux de couverture et les besoins de financement des plans de retraite du Groupe varient en fonction de la performance des marchés financiers et des allocations d'actifs retenues, du niveau des taux d'intérêt et d'inflation ainsi que de l'évolution des cadres juridiques et réglementaires applicables. Concernant certains plans, hors périmètre IEG, ENGIE pourrait être amené à financer partiellement ou totalement toute différence entre la valeur de marché des actifs et les niveaux de couverture prévus, ou toute insuffisance de rendement des actifs au regard de taux moyens minimums garantis. Globalement sur l'année 2024, les fonds affichent une performance positive du fait de la hausse des obligations corporate, et de la hausse des actions européennes et mondiales, portés par une baisse de l'inflation, malgré des tensions géopolitiques. Sur les années à venir, le risque reste ouvert.	Le Groupe a mis en place une politique de couverture des engagements de retraites spécifiques à chacun des pays et législations concernés. Sur le périmètre du régime spécial des IEG en France, le financement du régime s'effectue via l'externalisation d'actifs dans le cadre de contrats d'assurance-vie. Pour la majeure partie des régimes à l'international, la couverture des passifs s'effectue via le financement de fonds de pension dans lesquels le Groupe s'efforce d'être présent dans la gouvernance autant que les législations le permettent. L'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite n'est pas couvert.

2.2.5 Risques opérationnels

2.2.5.1 Risque d'approvisionnement pour la construction de centrales d'énergies renouvelables et de capacités de stockages d'électricité (batteries)

Criticité : **Tendance du risque :** *Hausse*

DESCRIPTION

Dans un contexte mondial de transition énergétique, combiné aux tensions géopolitiques internationales, les fournisseurs de technologies bas carbone continuent d'être fortement sollicités par tous les acteurs énergétiques. Ces fournisseurs restent par ailleurs impactés par la prédominance géographique de fabrication de certaines matières premières dans des régions concernées par des sanctions économiques ou de mesures douanières restrictives. En outre, la diversité géographique de la production et de l'assemblage des équipements pour la construction de centrales d'énergie renouvelable les expose à être soumis à des droits de douane.

À titre d'exemple, le Groupe développe aux États-Unis des fermes solaires ainsi que des capacités de stockage d'électricité et importe dans ce cadre une grande partie de ses panneaux solaires et équipements en batteries, de provinces chinoises. Certains producteurs de cette géographie ont été bannis depuis 2021 par les autorités américaines, du fait d'allégations de travail forcé. Par ailleurs, les produits d'autres fabricants chinois ont fait l'objet d'importantes hausses douanières depuis septembre 2024. De plus, les prix de ces matières premières ainsi que le coût du fret international ont sensiblement augmenté.

Ces différents facteurs peuvent entrainer des retards de construction des nouvelles centrales d'énergie renouvelable et capacités de stockages d'électricité ainsi que des surcoûts budgétaires excédant éventuellement les contingences des projets et donner lieu à des réclamations de la part des clients.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe continue de développer différentes stratégies afin de limiter sa dépendance envers les fournisseurs clés et les risques sur la chaîne d'approvisionnement :

- par la diversification des sources d'approvisionnement : le Groupe travaille à nouer des partenariats, en plus des fournisseurs habituels conformes, avec des producteurs en dehors des pays à risque et en relocalisant au plus près de l'utilisateur final ;
- aux États-Unis, le Groupe a
  - mandaté un organisme de contrôle spécialisé pour conduire des audits des protocoles de traçabilité des fournisseurs des panneaux solaires et leur capacité à se conformer à la réglementation américaine des importations,
  - renforcé l'approvisionnement des équipements auprès de fournisseurs locaux et diversifié les sources géographiques d'approvisionnement des batteries et leurs composantes ;
- par la collaboration avec les fournisseurs : le Groupe renforce la circularité et la durabilité très en amont de la chaîne de valeur ;
- les fournisseurs clés du Groupe font l'objet d'un monitoring par le partenaire EcoVadis. L'évaluation régulière des dimensions éthique, environnement, achats durables, travail et droits humains assure un monitoring des fournisseurs. Cette évaluation est prise en compte lors de la sélection des nouveaux fournisseurs ;
- sur un horizon à plus long terme, le Groupe travaille à améliorer les technologies utilisées et le recyclage des matériaux de ses anciens parcs via ses centres de recherche ;
- enfin, ENGIE participe à plusieurs initiatives sectorielles dans le domaine solaire et éolien pour partager et améliorer ses pratiques de gestion des risques. Au sein de WindEurope, ENGIE adhère à l'initiative sectorielle gérée par EcoVadis afin d'améliorer la transparence de sa chaîne d'approvisionnement.

Ces mesures s'inscrivent également dans le cadre du plan de vigilance du Groupe qui est présenté à la Section 3.2 "Plan de vigilance".

2.2.5.2 Cybersécurité

Criticité : **Tendance du risque :** ➤ *Stable*

DESCRIPTION

L'utilisation de technologies modernes (objets connectés, mobilité, cloud, collecte et analyse de données sur des plateformes digitales, outils digitaux, etc.) expose le Groupe à des menaces de cyber-attaques. La digitalisation des processus administratifs comme du pilotage des moyens de production énergétique, de supervision des services à l'énergie ou des infrastructures gazières pourrait conduire en cas de cyber-attaque à des risques d'interruption de service ou de perte de productivité, assortis d'un possible impact réputationnel et d'éventuelles amendes ou pénalités contractuelles.

Le risque cybersécurité regroupe une série d'événements redoutés tels que les attaques par rançongiciel (extorsion), le cybersabotage de systèmes de contrôles industriels, le vol de données à caractère personnel (par exemple de clients) ou d'informations sensibles.

Si ENGIE a effectivement constaté, comme toutes les autres entreprises et collectivités, une augmentation des tentatives de cyber-attaques depuis le début de la crise Covid-19, le Groupe était bien préparé au télétravail par son approche *cloud first* et n'a pas particulièrement souffert de cette augmentation grâce à un bon niveau de cybersécurité sur ses infrastructures informatiques.

En 2022, dans un contexte de conflit entre la Russie et l'Ukraine et de crise énergétique, le risque d'attaque cyber contre le secteur de l'énergie a augmenté d'après l'Agence nationale française de sécurité des systèmes d'information (ANSSI). Chez ENGIE le nombre de tentatives de cyber-attaques, y compris contre les actifs industriels, est resté relativement stable malgré une augmentation des tentatives d'hameçonnage *(phishing)* en 2023.

En 2024, les Jeux olympiques de Paris ont une nouvelle fois intensifié la menace cyber en particulier à l'encontre des entreprises françaises en raison du rayonnement mondial de l'événement. Pendant cette période d'exposition au risque, ENGIE a renforcé ses moyens de protection paramétriques, de réaction et sa capacité humaine d'intervention.

Le développement continu de la digitalisation du Groupe, l'intégration de nouvelles entités ou la création de *joint-ventures,* le recours à des sous-traitants, ainsi que la limitation des couvertures de cyber-assurances disponibles, pourraient également contribuer à l'augmentation sensible de ce risque et ce malgré les progrès constants réalisés par ENGIE en matière de cybersécurité.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe adapte en permanence ses mesures de prévention, de détection et de protection de ses systèmes d'information et de ses données critiques. Ainsi, il dispose :

- d'un Centre Opérationnel de Sécurité (SOC) en charge de la surveillance de ses infrastructures et applications critiques (gestion et industrielles) et de la détection des incidents. Il agit au niveau mondial et est opéré conjointement avec la société Thalès ; sa couverture suit notamment les évolutions et contraintes réglementaires du Groupe ;
- d'une équipe de réponse aux incidents cyber (CERT) garante de la bonne réaction aux cyber-attaques au sein du Groupe et de l'interaction avec les organisations partenaires ou gouvernementales telles que l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSSI) ;
- de contrôles renforcés pour les accès à ses plateformes internes et cloud. L'usage d'outils collaboratifs sécurisés dans le cloud, avec l'authentification à deux facteurs, a permis de ne pas accroître l'exposition au risque cyber avec le développement du télétravail ;
- de dispositifs de prévention d'intrusion sur ses réseaux et systèmes y compris dans le cloud, ainsi que de chiffrement de ses données sensibles ;
- d'un programme de sécurisation de ses environnements industriels afin de garantir les sites sensibles ;
- d'un programme de sensibilisation aux risques cyber incluant une formation obligatoire aux bonnes pratiques de cybersécurité pour tous les employés ;
- d'une cyber-assurance.

Pour se conformer aux réglementations (exemples : Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles, directive européenne n° 2016/1148 sur la sécurité des réseaux et des systèmes d'information), des évaluations sont organisées auprès des sites ou des applications concernés et certaines entités du Groupe ont engagé des démarches de certification de la sécurité de leurs systèmes d'information de type ISO 27001. ENGIE travaille également avec une agence de cyber notation afin d'avoir un contrôle indépendant de son niveau de cybersécurité.

Les attaques d'amplitude majeure sont gérées par des dispositifs spécifiques de réponse à cyber-incident et de gestion de cyber-crise complétant le dispositif de gestion de crise du Groupe. Des exercices de redémarrage des systèmes sensibles sont menés, adressant notamment des scénarios de type "rançongiciel".

Les mesures de cybersécurité organisationnelles, fonctionnelles, techniques et juridiques font l'objet de contrôles permanents qui incluent des campagnes de tests (intrusion, *social engineering* et *phishing).*

Voir également la section 3.1.4.3.1 Cybersécurité.

2.2.5.3 Risque d'accident industriel

Criticité : **Tendance du risque :** ➤ *Stable*

DESCRIPTION
Les domaines d'activité dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels susceptibles de générer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement, en lien avec son profil d'énergéticien. Ces risques pourraient mettre en jeu sa responsabilité civile, pénale et/ou environnementale avec un fort impact potentiel sur sa réputation. Ils peuvent concerner des installations appartenant au Groupe ou gérées par lui pour le compte de clients, ou sur lesquelles interviennent des collaborateurs. **Installations industrielles et sites Seveso** Le Groupe exploite ou construit des systèmes de transport, de distribution ou de stockage de gaz, de regazéification, de liquéfaction de gaz, de biométhanisation. Il exploite ou construit également des centrales de production d'électricité à partir de gaz, des ouvrages hydrauliques, des parcs éoliens et des installations photovoltaïques. Il effectue des prestations de services en milieu industriel. Certaines de ces installations sont du type "Seveso seuil haut". Les risques d'accident industriel peuvent découler, par exemple, d'incidents d'exploitation, de défauts de conception ou de construction, ou d'événements extérieurs (actions de tiers, catastrophes naturelles). Ces accidents pourraient provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages aux biens ou à l'environnement, des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation. L'indisponibilité non programmée des sites industriels d'ENGIE reste stable du point de vue du portefeuille global.

MESURES DE GESTION DES RISQUES
L'exploitation de l'ensemble des actifs industriels s'est poursuivie en maîtrisant les risques associés et en redoublant de vigilance quant au risque de cyber-attaques sur les systèmes de contrôle industriel ou aux risques liés à de potentielles actions de malveillance sur les installations du Groupe. Les entités qui exploitent des actifs industriels mettent en place un certain nombre de dispositions destinées à maitriser les risques afférents, par exemple : • respect des réglementations applicables, par exemple la directive européenne dite "Seveso III [(1)]" ; • mise en œuvre de systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue, visant à diminuer le niveau de risque résiduel ; • identification des incidents et accidents, puis mise en place de plans d'actions pour éviter leur récurrence ; • définition et mise en œuvre de plans d'actions basés sur l'amélioration continue. Par ailleurs, la sécurité industrielle est intégrée de manière spécifique dans les programmes d'audit et de contrôle interne du Groupe. En outre, ENGIE mandate des experts externes pour auditer ses actifs industriels. Des audits réguliers sont réalisés par les autorités compétentes locales. Ces risques sont pour la plupart couverts par des polices d'assurances. En cas de sinistre majeur, ces assurances pourraient s'avérer insuffisantes (voir Section 2.1.3 "Couverture des risques et assurances"). Des informations complémentaires sont présentées en Section 3.1.4.3.3 "Sécurité industrielle".

(1) Directive 96/82/CE modifiée et abrogée par la directive 2012/18/UE dite "Seveso III".

2.2.6 Risques sociaux et sociétaux

Le Groupe reste également exposé à des risques dont l'impact financier direct est difficile à évaluer mais dont l'impact non financier est jugé significatif. Ces risques sont développés plus en détail dans le Chapitre 3 "État de durabilité et plan de vigilance".

2.2.6.1 Risques liés aux ressources humaines

Criticité : **Tendance du risque :** *Stable*

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
La démarche d'analyse des risques liés aux ressources humaines révèle trois principaux risques : **Risque de perte de compétences et de talents, de *turnover* accru** Dans le cadre de son plan de transformation, le Groupe pourrait rencontrer des difficultés pour acquérir les compétences nécessaires à son développement. Le marché de l'emploi dans le secteur de l'énergie est marqué par une concurrence intense pour attirer des talents qualifiés. Dans certains domaines émergents, tels que l'hydrogène et les énergies renouvelables, cette concurrence se renforce, entraînant une pénurie de main-d'œuvre expérimentée. **Risques psychosociaux** L'évolution des emplois et des modes de travail au sein du Groupe, peut générer une perte de motivation, du désarroi et un sentiment de mal-être chez certains salariés. Ceci constitue un facteur de risque susceptible de favoriser l'absentéisme et des départs du Groupe. Voir la Section 2.2.6.2 Risques santé et sécurité au travail. **Climat social** Le risque "climat social" est plus présent en France et en Belgique en raison de questions économiques et sociales, notamment les négociations salariales et le pouvoir d'achat. À cela s'ajoute la crainte que l'évolution des réglementations liées aux mesures pour la transition écologique n'affecte défavorablement l'emploi.	**Risque de perte de compétences et de talents, de *turnover* accru** Le Groupe s'engage sur les actions suivantes : • déploiement des programmes de rétention et de développement des salariés, en particulier les juniors, les hauts potentiels, les postes critiques et les employés identifiés dans les plans de succession ; • renforcement de la mobilité interne, à tous les niveaux et entités au sein du Groupe ; • mise en œuvre ciblée d'une planification stratégique des emplois, qui porte sur les besoins critiques actuels et sur les besoins de compétences futures ; • travaux visant à renforcer la "marque employeur", grâce notamment à un plan de communication fort tant vers l'interne que vis-à -vis de l'extérieur du Groupe ; • conception de programmes de formation personnalisés pour préserver et développer les compétences clés. **Risques psychosociaux** Actions mises en œuvre dans le cadre de l'axe de prévention *No Mind at Risk* : • sensibilisation et formation des managers au sein du Groupe à la détection des risques psychosociaux ; • mise en place de dispositifs d'écoute et de recueil des alertes éthiques ou santé/sécurité, et l'instauration d'auto-évaluations des risques psycho-sociaux ; • enquête annuelle d'engagement des employés (*ENGIE&Me*) et pilotage interactif des plans d'actions associés ; • plan d'amélioration sur la Proposition de valeur pour les employés (*Employee Value Proposition*). **Climat social** Principales actions mises en œuvre : • promotion continue d'un dialogue social positif et constructif avec les syndicats, tout en assurant une communication efficace avec les employés ; • déploiement global du programme ENGIE *Care*, accord social moderne et complet, visant à garantir une protection sociale pour tous les employés du Groupe. Voir également Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains.

2.2.6.2 Risques santé et sécurité au travail

Criticité : **Tendance du risque :** *Stable*

DESCRIPTION

Le Groupe opère dans divers domaines d'activité qui comportent des risques susceptibles de porter atteinte à la santé et sécurité de ses salariés, sous-traitants, et intérimaires.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents graves et mortels, de poursuivre la réduction des accidents du travail et d'améliorer la qualité de vie au travail.

Le Groupe a défini deux axes de prévention : le premier *No Life at Risk* est relatif à la prévention des accidents, le second *No Mind at Risk* traite l'amélioration de la qualité de vie au travail et la prévention des risques psychosociaux.

La Direction Générale du Groupe a décidé, suite aux accidents mortels qui se sont produits en 2021, la mise en œuvre d'un vaste plan de transformation appelé ENGIE *One Safety*, axé sur le renforcement de la culture sécurité, le *leadership* des managers, l'engagement et la vigilance de chacun à protéger sa vie et celles des autres.

Ce plan de transformation intègre la mise en œuvre d'un nouveau programme de formation et de coaching dédié à l'ensemble des managers du Groupe, en plus de la formation standard suivie par tous les employés du Groupe. Ce programme est destiné à améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, de façon à promouvoir un comportement de sécurité adapté des salariés, intérimaires et sous-traitants face aux risques. Le déploiement de cette formation-coaching au profit des managers a été initié en 2023, s'est poursuivi en 2024 et devrait être finalisé en 2025.

Par ailleurs le Groupe a mis en œuvre plusieurs actions de sensibilisation destinées à améliorer la santé-sécurité au travail :

- campagnes de communication et de sensibilisation sur les risques majeurs ;
- organisation de la semaine mondiale de la sécurité ;
- organisation au mois d'octobre du *Safety Stand Down*, moment de recueillement proposé à l'ensemble des collaborateurs et sous-traitants en souvenir des collègues décédés et moment de réflexion sur la façon d'améliorer la sécurité des équipes ;
- organisation de webinars à destination de la filière ;
- publication de *newsletters*.

D'autres actions sont venues compléter les dispositions en place, telles que la conception et le test d'un nouveau questionnaire de contrôle interne dédié à la prévention des risques psycho-sociaux, la publication de standards et instructions techniques destinés à améliorer la maitrise des risques de chute de hauteur et celle des risques électriques

Les différentes dispositions mises en place en 2024 sont décrites en Sections 3.1.3.2.6 “Santé et sécurité des travailleurs", 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaine de valeur ".

2.2.7 Risques liés aux activités nucléaires

Criticité : **Tendance du risque :** *Baisse*

En Belgique, Electrabel, filiale du Groupe, détient en partie et exploite en totalité sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange. Parmi ce parc, deux réacteurs, Doel 3 et Tihange 2 ont été définitivement mis à l'arrêt respectivement le 23 septembre 2022 et le 31 janvier 2023. Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 s'arrêteront définitivement en 2025 et que Tihange 3 et Doel 4 seront prolongés de 10 ans.

Electrabel a établi des principes de gouvernance pour l'exploitation, la maintenance et le démantèlement de centrales nucléaires sur la base de son expérience d'exploitant. Il agit également sur le recrutement, la formation et la fidélisation de ses collaborateurs, à la fois pour le parc en exploitation, les entités de services au nucléaire et le développement de nouveaux services. Ces activités peuvent induire plusieurs types de risques, que ce soit au niveau réglementaire et politique, au niveau opérationnel tant pour l'exploitation-maintenance que le démantèlement de centrales et au niveau financier.

DESCRIPTION

Démantèlement des installations

Les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la gestion des déchets nucléaires et du combustible usé font partie intégrante des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire et sont provisionnés à ce titre. Les hypothèses et sensibilités concernant l'évaluation de ces montants sont détaillées en Note 17.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".

L'accord avec le Gouvernement belge en décembre 2023 (paiement libératoire d'un montant forfaitaire de 15 milliards d'euros pour l'entreposage et le stockage des déchets), a réduit considérablement le risque inhérent au coût de la gestion des déchets qui a été définitivement fixé sans responsabilité résiduelle de l'exploitant une fois ceux-ci conditionnés conformément aux Critères de Transfert Contractuels (CTC) définis avec l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) et fixés par arrêté royal.

Seuls subsistent à charge de l'exploitant nucléaire les risques associés :

- au coût du démantèlement des centrales et au coût de la gestion de l'entreposage sur site des déchets de combustible usé jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'en 2050 ; ces coûts sont soumis à révision triennale ;
- au respect du crédit volumétrique de déchets radioactifs et au conditionnement des déchets conformément aux CTC et du respect de leurs engagements.

Sécurisation des provisions nucléaires

La sécurisation des provisions nucléaires crée des risques financiers spécifiques à l'activité nucléaire.

Il s'agit principalement du risque de rendement des actifs financiers investis, contreparties des provisions constituées au sein de Synatom (filiale d'Electrabel), sous le contrôle de la Commission des Provisions Nucléaires (CPN). Ces actifs financiers dédiés sont, au 31 décembre 2024, investis en fonds SICAV, à hauteur de 13 milliards d'euros et représenteront la totalité des provisions nucléaires d'ici 2031 (voir Note 17.2.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). La volatilité de la valeur des actifs financiers contrepartie des provisions nucléaires représente un risque important pour le Groupe.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Démantèlement des installations

Pour les risques résiduels que le Groupe doit gérer :

- au titre de la maîtrise du coût du démantèlement des centrales, un dispositif de contrôle de gestion renforcé et des revues trimestrielles du programme sont organisés ;
- au titre des volumes de déchets, les efforts d'inventorisation et de caractérisation des déchets que générera le démantèlement se poursuivent et devront confirmer la suffisance du crédit volumétrique obtenu en contrepartie du paiement forfaitaire ;
- au titre du conditionnement des déchets, les CTC ont été définis et des groupes de travail avec l'ONDRAF déterminent les modalités de conditionnement afin d'en confirmer les filières de traitement et le coût.

Sécurisation des provisions nucléaires

Concernant le risque financier lié à la sécurisation des provisions nucléaires, l'accord le restreint considérablement dès lors que, à l'issue du processus de validation de l'Union européenne, réalisé le 21 février 2025, 11,5 milliards d'euros$_{2022}$ de ces provisions seront alors payées pour les déchets de catégorie B et C et 3,5 milliards d'euros$_{2022}$ pour les déchets de catégorie A au redémarrage des unités prévu en novembre 2025 pour solde de tout compte à l'État belge auprès de l'organisme public Hédéra créé pour cela.

Pour le solde des provisions nucléaires sécurisées, le pilotage des investissements est confié à une équipe dirigée par un directeur des investissements au sein de Synatom. Un Comité des Investissements composé d'experts, tous administrateurs de Synatom, est chargé de superviser les décisions d'investissement. À cette fin, la politique d'investissement impose un profil de risque maîtrisé afin d'atteindre les objectifs de rendement et une diversification importante des risques, et s'appuie sur une politique de contrôle des risques rigoureuse.

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Recours contre les permis nécessaires à l'exploitation nucléaire Electrabel doit obtenir des permis de construire et des autorisations d'exploiter certaines installations nucléaires qui font souvent l'objet de recours non suspensifs en annulation. Par d'exemple des permis sont nécessaires pour la construction de nouveaux bâtiments pour l'entreposage temporaire du combustible usé à la centrale de Tihange et à la centrale de Doel avant leur transfert à l'ONDRAF au plus tard en 2050. Pour Tihange, les recours contre les permis requis d'exploitation et d'urbanisme des 26 janvier et 21 février 2020 ont été rejetés par le Conseil d'état en juin et octobre 2024, de sorte que ces permis sont désormais définitifs.	**Recours contre les permis nécessaires à l'exploitation nucléaire** Les équipes juridiques de l'activité nucléaire continuent de suivre attentivement ces contentieux et apportent leur concours aux agences de l'État pour leur résolution favorable.
Risque d'indisponibilité du parc nucléaire Le risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sureté incluant notamment le nombre insuffisant d'opérateurs qualifiés sur site ou à une éventuelle saturation des stockages temporaires de déchets radioactifs, est susceptible de détériorer les objectifs de performance. La performance industrielle des installations nucléaires d'Electrabel est en amélioration sur la période 2020-2024 et les principaux indicateurs sont en bonne progression. La disponibilité du parc de production nucléaire à fin décembre 2024 s'établit à 86%, correspondant à une production de 30 TWh, alors qu'elle s'établissait à 89% en 2023.	**Risque d'indisponibilité du parc nucléaire** La gestion du vieillissement du parc de production fait l'objet d'un suivi renforcé. Une politique spécifique de maintien des compétences est en place. De nouveaux fournisseurs d'équipements supplémentaires ont fait l'objet - ou le seront très prochainement - d'accréditation avec les autorités, notamment pour la fourniture de containers permettant la libération de capacités d'entreposage intermédiaire de combustible usé en piscines d'unités des réacteurs et les premiers containers ont été livrés et chargés. Le programme de fabrication et de livraison se poursuit.
Sécurité des installations et sûreté nucléaire Depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'ont jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement. Mais ils sont susceptibles de mettre en jeu la responsabilité civile d'Electrabel, notamment en cas d'accident nucléaire ou de rejets importants de radioactivité dans l'environnement.	**Sécurité des installations et sûreté nucléaire** Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel conforme aux standards extrêmement élevés de la profession tels que les normes de sûreté de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), et qui s'exerce à plusieurs niveaux (voir Section 3.1.4.3.3). Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire a une qualification adéquate et est sensibilisée à sa responsabilité personnelle vis-à-vis de la sûreté nucléaire (voir Section 3.1.4.3.3).

2.3 PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE

2.3.1 Objectifs du contrôle interne

2.3.1.1 Cadre légal d'application

Le contrôle interne d'ENGIE s'inscrit dans le cadre de la loi de Sécurité financière promulguée le 1er août 2003 et s'appuie sur le référentiel COSO II *(Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)* et le cadre de référence de l'Autorité des marchés financiers (AMF). Il est encadré par une Politique Groupe qui précise, au regard du cadre réglementaire applicable, les attentes et les objectifs de la fonction Contrôle interne.

2.3.1.2 Objectifs du contrôle interne

Le contrôle interne d'ENGIE a pour objectif de fournir une assurance raisonnable (telle que décrite par le COSO) quant à la maîtrise des activités au regard des objectifs suivants :

- la réalisation adéquate et l'optimisation des opérations ;
- la fiabilité de l'information financière ; et
- la conformité aux lois et réglementations ainsi qu'aux instructions et orientations fixées par la Direction Générale.

À ce titre, le dispositif de contrôle interne d'ENGIE veille à s'adapter en permanence, afin de tenir compte des enjeux auxquels le Groupe fait face. Ces adaptations répondent aux évolutions constantes de la réglementation, à la transformation de l'organisation, au développement de nouveaux métiers, ou encore au développement du numérique.

2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne

2.3.2.1 L'organisation du contrôle interne

Le groupe ENGIE s'est doté d'un programme de pilotage du contrôle interne nommé "INCOME" (***IN****ternal* ***CO****ntrol* ***M****anagement and* ***E****fficiency*) dont le déploiement est effectué en fonction des risques et enjeux managériaux des activités.

Le contrôle interne est en premier lieu une responsabilité managériale qui s'applique à tous les niveaux du Groupe, de sorte que chaque dirigeant, en tant que "première ligne de défense" est responsable de la conception d'un dispositif de contrôle interne approprié et de la supervision de son efficacité.

La deuxième ligne de défense du dispositif de contrôle interne est sous la responsabilité de chacune des Directions fonctionnelles. En particulier le contrôle interne financier est piloté par la Direction du Contrôle Interne au sein de la Direction Financière. Les entités opérationnelles et les pays d'une part, les régions et le Corporate d'autre part, ont leurs propres contrôleurs internes, chargés de piloter le déploiement du dispositif de contrôle interne sur leur périmètre respectif ; ils agissent à leur niveau en appui au management et ont un rattachement matricé entre la fonction Contrôle Interne (fonctionnel) et le management local (hiérarchique).

La Direction du Contrôle Interne a également une responsabilité globale et transverse sur le domaine contrôle interne. Ses missions principales sont :

- de maintenir à jour la Politique Groupe de Contrôle Interne et le "cadre de référence" du programme ;
- d'assurer une supervision directe ou indirecte des actions de la fonction Contrôle Interne au sein du Groupe ; et
- d'animer et coordonner le dispositif en tant que partie-prenante de la "seconde ligne de défense" avec les autres fonctions (voir Section 2.3.2.3.3). Chacune porte la responsabilité de l'adéquation et de l'efficacité de son dispositif de contrôle interne dans son domaine respectif.

À ce titre, la Direction du Contrôle Interne présente le rapport annuel sur l'état du contrôle interne au Comité Exécutif et au Comité d'Audit.

La fonction contrôle interne est constituée de l'ensemble de ces éléments.

2.3.2.2 Cadre général de conformité

2.3.2.2.1 Éthique et *compliance*

Conformément à ses valeurs et à ses engagements, ENGIE agit dans le respect des lois et des réglementations en vigueur dans les pays où le Groupe est présent, et ce, en toutes circonstances. À cet effet, le Groupe a mis en place une politique éthique et *compliance* orientant les décisions stratégiques, le management et l'ensemble des pratiques professionnelles. Il s'est également doté des outils nécessaires pour mesurer la conformité à cet engagement (voir Section 3.1.4.1 "Éthique et conduite des affaires").

2.3.2.2.2 Systèmes d'information

La stratégie, les politiques et standards de solutions informatiques sont définis par la Direction Digital et des Systèmes d'Information du Groupe (DDSIG). La sécurisation des Systèmes d'Information (SI) des filières et des fonctions centrales du Groupe est sous la responsabilité des Directions Corporate correspondantes, dans le respect des politiques et standards. La standardisation des applications métiers et la sécurisation des systèmes de contrôle industriel (ICS) sont pilotées sous la responsabilité des *Global Business Units* (GBU). Les régions et entités sont responsables de la sécurisation et de la résilience de leur SI et ICS sous le contrôle des GBU et la DDSIG. La DDSIG pilote les actions de sécurisation transverses, y compris de sensibilisation, ainsi que le raccordement des SI et sites industriels à la plateforme de supervision de cybersécurité du Groupe (*Global Security Operations Center*).

2.3.2.2.3 Politiques et normes internes

Les Directions fonctionnelles mettent en place et diffusent des Politiques Groupe qui ont pour objectif de définir, selon le domaine concerné, les principales dispositions applicables à tous les niveaux de l'organisation, en ligne avec les objectifs et les valeurs d'ENGIE.

De façon systématique, le dispositif de contrôle interne d'ENGIE fait référence à ces Politiques dans la constitution de son cadre de référence, au regard notamment de l'objectif de conformité visé.

Des décisions, normes et procédures définissant les modes de fonctionnement du Groupe complètent ces Politiques.

À ce titre, la Direction Financière met à disposition les procédures et règles destinées à assurer la fiabilité de l'information comptable et financière applicable aux entités du Groupe.

La Direction du Contrôle Interne pour sa part met à disposition de l'ensemble des collaborateurs :

- la Politique de contrôle interne Groupe complétée par un guide méthodologique auquel les entités doivent se référer, de nature à les aider dans la définition, l'évaluation et le pilotage d'un dispositif de contrôle interne adapté à la nature de leurs activités ;
- des référentiels de contrôle interne conçus par les Directions fonctionnelles (voir la Section 2.3.2.3.3 "La deuxième ligne de défense"), qui détaillent les risques inhérents aux activités des domaines concernés et les contrôles clés conçus pour les maîtriser ;
- des outils d'évaluation de l'environnement général de contrôle et de la maîtrise du risque de fraude, ainsi que des guides pratiques portant sur les sujets transverses que sont la séparation des tâches, la gestion des habilitations et des droits d'accès aux systèmes d'information, la protection du patrimoine matériel et immatériel, le rôle des Administrateurs représentant le Groupe dans les entités détenues.

L'ensemble de ces Politiques, normes et procédures est mis à disposition sur l'intranet du Groupe.

2.3.2.3 Les acteurs du dispositif

Les acteurs et leurs rôles respectifs sont présentés selon le modèle des trois lignes de défense, supervisés par les instances de gouvernance d'ENGIE.

2.3.2.3.1 Les instances de gouvernance du Groupe

Le Conseil d'Administration, avec le Comité d'Audit, s'assure du bon fonctionnement du contrôle interne Groupe. Le Comité Exécutif définit l'organisation, les responsabilités des dirigeants et veille au respect des délégations de pouvoirs. Un rapport annuel sur l'état du contrôle interne est présenté au Comité Exécutif et au Comité d'Audit.

2.3.2.3.2 La première ligne de défense

Les managers opérationnels, responsables du contrôle interne de leurs organisations, constituent un élément clé du dispositif. En se référant au cadre de référence défini par le Groupe, ils veillent à la mise en œuvre des activités de contrôle, analysent les résultats, corrigent les déficiences et améliorent l'efficience de leur dispositif.

Les Comités de Direction des GBU, des *hubs* régionaux et des entités opérationnelles sont responsables de la mise en place et de la supervision du contrôle interne couvrant le périmètre de leurs activités.

2.3.2.3.3 La deuxième ligne de défense

Elle est organisée par fonctions pilotées par les Directions fonctionnelles du Groupe. Au-delà de la Direction du Contrôle Interne, dont les missions ont été décrites ci-dessus dans la Section 2.3.2.1, les Directions suivantes constituent les principales parties prenantes de la deuxième ligne de défense :

La Direction Financière est garante du contrôle interne comptable et financier (voir Section 2.3.3 ci-dessous). En son sein, la Direction Management des Risques & Assurances est impliquée dans le recensement des risques assurables, la prévention des sinistres, la définition et la mise en œuvre des stratégies de couverture.

La Direction Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG) veille à la conformité ESG d'ENGIE, particulièrement en matière environnementale et sociétale. Elle propose les politiques du Groupe dans ce domaine, évalue le niveau de maturité ESG environnementale des différentes composantes du Groupe, suit la réalisation des objectifs ESG 2030 et réalise le *reporting* de durabilité.

La Direction Achats Groupe définit les principes et règles de la Charte et de la Gouvernance Achats. Des contrôles internes sont définis pour couvrir l'ensemble des processus Achats, de la qualification des fournisseurs jusqu'au paiement de la facture finale.

Le Secrétariat Général contribue à sécuriser juridiquement le fonctionnement du Groupe et les décisions de ses dirigeants, notamment dans les domaines suivants : engagements, litiges, arbitrages, études et actions en matière de protection de la responsabilité pénale du Groupe et de ses dirigeants, embargo, droit des sociétés, réglementation boursière, droit de la propriété intellectuelle, droit de la concurrence et de la régulation, droit financier.

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Juridique, Éthique et *Compliance* assure le pilotage de la filière juridique, l'encadrement juridique des activités du Groupe. La Direction Éthique, *Compliance & Privacy*, qui lui est rattachée, pilote la filière éthique et s'assure du respect des principes éthiques.

La Direction des Ressources Humaines du Groupe fixe le cadre et l'ensemble des règles visant à garantir le respect des législations locales, la conformité des pratiques de gestion des ressources humaines par rapport aux engagements sociaux et sociétaux du Groupe, en matière d'emploi, de diversité et inclusion, de respect des droits humains, de santé et de sécurité, de confidentialité et d'intégrité des données.

La Direction Transformation & Géographies est responsable de la supervision du *Transformation Office*, de la Direction Santé Sécurité et de la Direction Générale des Projets. Elle gère également les *hubs* régionaux de la plateforme géographique du Groupe, ainsi que l'organisation *Global Business Support* (GBS) en charge des centres de services partagés du Groupe.

Au sein de la Direction Transformation & Géographies, (i) la Direction Transformation Office est en charge de superviser et piloter les projets de transformation du Groupe, (ii) la Direction Santé Sécurité du Groupe est en charge des activités au niveau Groupe relatives à la santé et la sécurité des personnes et à la sécurité industrielle au regard des objectifs que le Groupe se fixe dans ces domaines (*No Life at Risk – No Mind at Risk – No Asset at Risk*) et relatives à la gestion de crise, et (iii) la Direction Opérationnelle des Projets assure un rôle de supervision et d'accompagnement des projets industriels du Groupe.

La Direction Digital et des Systèmes d'Information Groupe (DDSIG) définit les contrôles internes relatifs à la gestion des systèmes d'information et à leur sécurisation, aussi bien pour les systèmes de gestion que pour les systèmes industriels (ICS). Des contrôles réguliers sont réalisés sur les systèmes (tests d'intrusions), sur site (contrôles ICS), ou au travers d'indicateurs de risques internes ou externes. Les thèmes importants pour le contrôle interne, tels que la séparation des tâches ou la gestion des droits d'accès, sont pris en compte dès la conception des nouveaux systèmes d'information puis régulièrement revus sous le contrôle des propriétaires des applications sensibles.

2.3.2.3.4 La troisième ligne de défense : la Direction de l'Audit Interne

Rattachée directement à la Direction Générale, la Direction de l'Audit Interne intervient dans l'ensemble du Groupe selon un plan d'audit annuel élaboré à partir de l'analyse des risques et d'entretiens avec les dirigeants fonctionnels et opérationnels.

Ce plan peut être enrichi à la demande du Comité Exécutif en fonction des priorités du Groupe.

Présenté pour approbation au Comité d'Audit, le plan est conçu afin de couvrir les risques et enjeux majeurs du Groupe qu'il est en mesure d'adresser et permet de vérifier la maîtrise des activités.

L'Audit Interne présente ses conclusions au Comité d'Audit, au Comité Exécutif du Groupe et aux dirigeants des GBU. Il rend compte au Comité d'Audit des principaux constats et de l'avancement des plans d'actions associés.

2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière

2.3.3.1 Organisation et acteurs

La Direction du *Reporting*, Analyses et Performance (DRAP) est chargée du *reporting* financier, de la supervision de l'établissement des comptes sociaux de la société ENGIE, de la mise en œuvre du processus de production des comptes consolidés, et des relations avec les Commissaires aux comptes et les services comptables de l'AMF. Elle établit les principes comptables Groupe et assure leur déploiement afin de garantir la conformité aux normes comptables. Elle veille à l'évolution des normes et à leur incidence sur les comptes du Groupe, assure la qualité et l'homogénéité des analyses effectuées et des positions adoptées. La Direction établit les analyses et rapports nécessaires à la Direction Générale pour le pilotage économique et financier du Groupe. Elle établit et maintient le référentiel de contrôle de gestion Groupe et veille à son déploiement au sein des différentes entités. Elle pilote les filières Comptable et Contrôle de Gestion dans la définition et la mise en œuvre des processus et des outils. Elle assure le pilotage du programme de performance du Groupe.

La Direction Fiscale est responsable de la définition et du déploiement de la politique fiscale du Groupe. Elle coordonne la validation des déclarations fiscales, la documentation relative aux prix de transfert et assure le *reporting* unifié des données fiscales. Elle a une responsabilité hiérarchique sur l'ensemble des activités de la fiscalité. D'une manière générale, elle est étroitement soutenue par les Directions Financières des GBU et des *hubs* qui assument des responsabilités fiscales en termes de conformité et de transparence.

La Direction Processus, Data et Systèmes financiers définit la stratégie en matière de processus et de Systèmes d'Information de la fonction finance. Elle détermine et pilote, les politiques, normes et standards en matière de processus et de solutions informatiques propres à la fonction finance. Le déploiement des applications et infrastructures est assuré de manière distribuée dans les entités. À ce titre, la Direction Processus, Data et Systèmes financiers veille à la mise en œuvre de la Politique de Sécurité SI Groupe au sein de la filière. Elle suit et planifie les dépenses et investissements SI.

Les entités de *reporting* du périmètre de consolidation utilisent toutes les applications informatiques SA*P BFC* pour la consolidation des comptes et SA*P BPC* pour le *reporting* de contrôle de gestion au Groupe. La responsabilité de la gestion de SA*P BFC* est assumée conjointement par le Centre d'Expertise Outil de Consolidation (pour ce qui relève des missions d'administration, de paramétrage et d'aide à l'exploitation par les utilisateurs) et par la Direction des Systèmes d'Information pour ce qui relève des infrastructures sous-jacentes spécifiques.

La Direction Relations Investisseurs est responsable des relations avec les investisseurs institutionnels ainsi que les analystes. S'agissant des informations de gestion, la DRAP est l'unique source d'information de la Direction des Relations Investisseurs, y compris pour les autres informations issues du processus de *reporting* légal et entrant dans le cadre de l'information réglementée, au sens de la réglementation AMF. Enfin, elle pilote et coordonne le processus de communication au marché (informations financières et opérations majeures) en collaboration avec le Secrétariat Général.

Au travers des lignes fonctionnelles, ces Directions du Corporate supervisent le contrôle interne dans leurs domaines respectifs via les Directions Financières des GBU, des *hubs* régionaux et des pays. Celles-ci sont responsables de la production des comptes sociaux des entités juridiques et de leur transcription dans le référentiel IFRS, ainsi que de la mise en œuvre des procédures de contrôle interne auprès de l'ensemble des filiales opérationnelles et d'un contrôle de gestion décentralisé (voir Section 2.3.3.3 "Processus de fixation des objectifs et pilotage"). La consolidation de ces données transcrites en normes IFRS est réalisée par le Corporate.

La Direction Financière s'appuie sur la procédure en vigueur "Missions et principes de fonctionnement de la communication financière" qui précise les principes de gestion pour la communication financière du Groupe et définit les activités se rapportant aux relations avec les investisseurs institutionnels et analystes ainsi qu'à la veille de marché.

2.3.3.2 Processus de consolidation

La **DRAP** est responsable de la production des comptes consolidés. Elle bénéficie du soutien du contrôle de gestion des GBU et des *hubs*. Elle met à jour le manuel des principes comptables et les instructions de clôture diffusées avant les phases de consolidation.

Chacun de ces acteurs, sur son périmètre de responsabilité, effectue les contrôles permettant d'assurer la diffusion et la correcte application des normes et des procédures comptables du Groupe. Le Corporate met en œuvre des contrôles de deuxième niveau sur l'information préparée par les GBU et les *hubs* qui font de même vis-à-vis des données communiquées par les entités de *reporting*.

Les Directeurs Généraux et les Directeurs Financiers de GBU, ainsi que les Directeurs Financiers de *hubs* géographiques, s'engagent sur la qualité et l'exhaustivité de l'information financière transmise au Groupe par une lettre d'affirmation. Les échanges avec les Commissaires aux comptes confortent la qualité de l'information financière, particulièrement pour les situations complexes pouvant laisser place à l'interprétation.

2.3.3.3 Processus de fixation des objectifs et pilotage

Les quatre GBU du Groupe et les entités métiers produisent annuellement un Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT), un budget et des actualisations du budget en cours d'année. La **DRAP** élabore à cette fin des instructions à l'attention de chaque GBU détaillant les hypothèses macroéconomiques, les indicateurs financiers et non financiers, le calendrier et la segmentation du périmètre d'activité. Chaque GBU a la responsabilité de transmettre ces instructions aux entités de *reporting* de son périmètre après les avoir complétées d'éventuelles spécificités métier.

Le Comité Exécutif valide, pour chaque GBU, les objectifs fixés pour l'année suivante, le budget correspondant et les perspectives au-delà de l'année en cours issues du processus budgétaire et du PAMT. Le processus de test de dépréciation des écarts d'acquisition et des actifs à long terme s'appuie sur ces données. Le budget consolidé et le PAMT du Groupe sont présentés en réunion conjointe du Comité d'Audit et du Comité des Investissements et des Technologies, puis en Conseil d'Administration.

2.3.4 Pilotage du contrôle interne

Le management joue un rôle essentiel dans le pilotage du dispositif de contrôle interne selon un cycle généralement annuel en s'assurant, au regard de la notion d'assurance raisonnable, qu'il reste adapté aux enjeux et aux risques de son périmètre de responsabilité. Dans le cadre du programme de Contrôle Interne du Groupe et de ses principes méthodologiques, il veille à la réalisation des cinq actions suivantes :

- l'analyse de l'environnement général de contrôle ;
- l'évaluation des risques de dysfonctionnement des processus ;
- la conception ou la mise à jour des contrôles jugés adaptés ;
- l'évaluation régulière de l'efficacité des dispositifs en place et la mise en œuvre potentielle d'actions correctrices dans une logique d'amélioration continue ;
- la communication et l'engagement à tous les niveaux.

Pour l'ensemble de ces actions, le Groupe met à disposition des entités des outils que les entités utilisent et adaptent selon leurs enjeux.

S'agissant plus particulièrement de l'évaluation de l'efficacité des dispositifs en place, en 2024, le Groupe a continué à déployer des contrôles automatisés en utilisant les données disponibles dans les processus transactionnels. Cela vise à mieux maîtriser les risques de non-conformité, de fraude et à garantir la fiabilité des informations comptables. De nouveaux contrôles ont été conçus dans le cadre du projet *Global Enterprise Transformation* (GET). Ce projet vise au déploiement d'un système de gestion unique autour de processus unifiés. En 2024, GET a été déployé sur deux entités pilote situées au Pérou et au périmètre de ENGIE Solutions France.

Ces contrôles automatisés sont utilisés par la première ligne de défense. La Direction du Contrôle Interne définit une liste de contrôles automatisés faisant l'objet d'une supervision par la deuxième ligne de défense.

S'agissant de la notion d'engagement, la responsabilité du management est formalisée par la rédaction et la signature d'une lettre d'attestation annuelle. Cette lettre exprime le point de vue du dirigeant sur l'efficacité du dispositif de contrôle interne dans son périmètre de responsabilité en y annexant les plans d'actions significatifs jugés adéquats pour remédier aux faiblesses relevées.

Cet engagement est décliné tout au long de la chaîne managériale de manière à apporter à la Direction Générale et au Comité d'Audit une assurance raisonnable quant au déploiement et à l'efficacité de son dispositif de contrôle interne.



3

ÉTAT DE DURABILITÉ ET PLAN DE VIGILANCE RFA

3.1 État de durabilité 68

3.1.1 Informations générales [ESRS 2] 77

3.1.2 Informations environnementales [ESRS E1 à E5] 102

3.1.3 Informations sociales [ESRS S1 à S4] 141

3.1.4 Informations relatives à la conduite des affaires [ESRS G1] 184

3.1.5 Annexes 196

3.1.6 Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024 218

3.1.7 Rapport d'assurance raisonnable des commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales du groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 220

3.2 Plan de vigilance 223

3.2.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement 224

3.2.2 Évaluation des tiers 236

3.2.3 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements 236

3.2.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan 237

3.2.5 Table de concordance devoir de vigilance 238

3.1 ÉTAT DE DURABILITÉ

Cette année marque une étape importante pour ENGIE avec la publication de son premier état de durabilité, en conformité avec les exigences de la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD). Ce document remplace la Déclaration de Performance Extra-Financière (DPEF). Les éléments publiés dans cet état ne reflètent pas l'intégralité des actions de durabilité du groupe ENGIE mais uniquement les éléments matériels au sens de la CSRD. Pour aller plus loin sur certains sujets, des informations complémentaires sont disponibles sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale

En l'attente du marquage numérique à venir, et afin de faciliter la lecture et la lisibilité des informations, ENGIE a fait le choix d'indiquer entre crochets les références aux informations exigées par la norme.

De plus, pour une approche plus synthétique des différents thèmes de cet état de durabilité, des doubles pages introductives ont été réalisées afin de rendre le propos plus accessible au-delà des exigences de la norme.

Il est important de souligner que ce premier état de durabilité a été réalisé dans un temps court compte-tenu (i) des changements majeurs que la CSRD nécessite d'opérer dans la manière de présenter l'information, (ii) de la parution tardive des documents d'orientation tels que ceux relatifs au plan de transition climatique par exemple. Avec la CSRD, ENGIE va poursuivre sa transformation et le développement de pratiques toujours plus durables pour mener ses opérations de la manière la plus respectueuse pour l'environnement et la société. Ainsi ce premier état de durabilité s'inscrit dans un nécessaire processus d'amélioration continue et il conviendra, au fil des années à venir, de préciser, compléter et améliorer les informations publiées.

Conformément à l'esprit d'interopérabilité voulu par les normes européennes de reporting en matière de durabilité (ESRS) et les normes internationales (IFRS - *International Financial Reporting Standards*) de l'ISSB (*International Sustainability Standards Board*), les informations et indicateurs fournis dans l'état de durabilité s'efforcent de s'aligner aux exigences de la norme IFRS.

En conclusion, ce premier état de durabilité ouvre la voie à de nouveaux échanges avec les parties prenantes du Groupe. Avec la CSRD, la transformation du Groupe pour œuvrer à un monde plus durable et plus désirable se poursuit dans un cadre normé, qui permet d'étalonner l'ambition et les objectifs d'ENGIE.

CHANGEMENT CLIMATIQUE

ESRS **E1**

2 ENJEUX MATÉRIELS

9 IRO

Atténuation du changement climatique et transition énergétique	**1 IMPACT −** **3 IMPACTS +** **2 RISQUES** **3 OPPORTUNITÉS**

PLAN D'ACTIONS

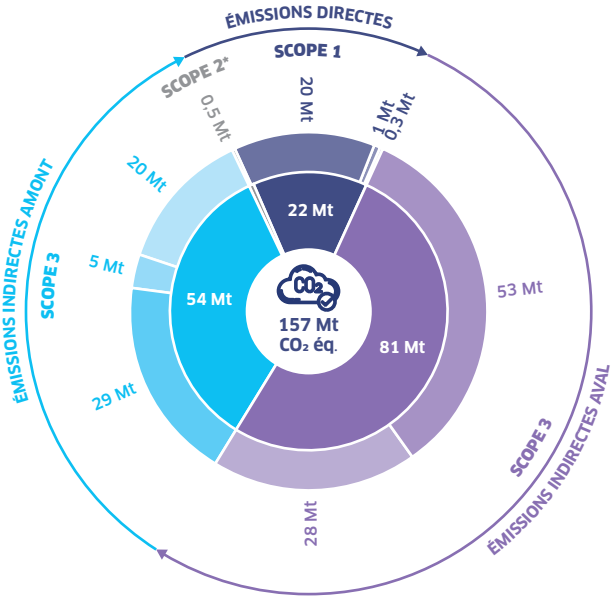
- **Arrêter l'utilisation du charbon** en passant par l'arrêt des ventes de charbon depuis 2019 et l'arrêt de la production d'énergie à partir du charbon d'ici 2025 en Europe continentale et d'ici 2027 dans le monde.
- **Réduire et décarboner la consommation et les ventes de gaz, tout en produisant des gaz renouvelables et décarbonés** (i) en réduisant les ventes de gaz et les volumes de gaz consommés par le parc thermique existant, (ii) en décarbonant les centrales thermiques restantes et (iii) en produisant des gaz décarbonés (biométhane et hydrogène).
- **Décarboner la production, les ventes et la consommation d'électricité et de chaleur** en produisant de l'électricité renouvelable et de la chaleur renouvelable, décarbonée ou de récupération et en vendant de l'électricité renouvelable et décarbonée.
- **Accompagner la transition des infrastructures gazières existantes et développer des infrastructures** électriques de transport et de distribution, de la flexibilité de l'offre énergétique et des infrastructures de mobilité bas carbone et des technologies bas carbone (dessalement, pompes à chaleur).
- **Accompagner les clients dans la décarbonation de leurs activités, en plus des actions sus-mentionnées,** en développant les services sur l'efficacité énergétique, la sobriété énergétique et la flexibilité de la demande énergétique (pilotage de la demande, batteries décentralisées).

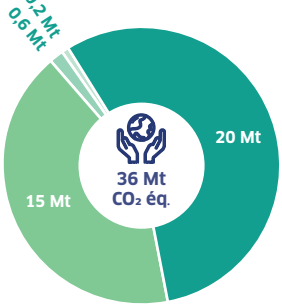
Objectifs

(Extraits)

- Émissions de gaz à effet de serre du Groupe (scopes 1,2 et 3) :
  Cible 2030 : **120/140 Mt CO_2 éq.**
  Résultat 2024 : **157 Mt CO_2 éq.**
- Émissions évitées annuellement chez les clients par les offres et produits du Groupe :
  Cible 2030 : **65/85 Mt CO_2 éq.**
  Résultat 2024 : **36 Mt CO_2 éq.**
- Émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (scope 1) :
  Cible 2030 : **26/36 Mt CO_2 éq**
  Résultat 2024 : **48 Mt CO_2 éq.**
- Émissions des gaz à effet de serre des ventes de commodités (scopes 1 et 3) :
  Cible 2030 : **63/83 Mt CO_2 éq**
  Résultat 2024 : **82 Mt CO_2 éq.**

intervalle cible





Scope 3 Amont
29 Mt Génération d'énergie achetée pour la revente aux clients finaux
5 Mt Achats et biens immobilisés
20 Mt Chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité

Scope 2
0,5 Mt Achats d'électricité et de chaleur

Scope 1
20 Mt Génération d'énergie
1 Mt Infrastructures gaz
0,3 Mt Autres activités (incl. flotte de véhicules)

Scope 3 Aval
53 Mt Usage des produits vendus (vente de combustibles)
28 Mt Investissements (incl. génération d'énergie des entités non contrôlées)

Décarbonation des clients
20 Mt Génération d'énergie et de gaz renouvelables
15 Mt Revente d'énergie et de gaz renouvelables
0,6 Mt Stockage d'électricité
0,2 Mt Services énergétiques

* *Les émissions scope 2 présentées sur le graphique ci-dessus sont calculées selon la méthode location-based. En market-based, les émissions scope 2 de ENGIE en 2024 sont de 0,8 Mt.*

CHANGEMENT CLIMATIQUE

Adaptation aux conséquences du changement climatique	2 RISQUES

PLAN D'ACTIONS

- **Assurer la résilience climatique du Groupe à un niveau stratégique** en incluant le risque climatique dans les critères de sélection du portefeuille géographique et technologique du Groupe.
- **Assurer la résilience des sites en local** en analysant le risque climatique des nouveaux projets et des sites existants et, si besoin, mettre en place des plans d'adaptation.

Politique climat

Objectifs
(Extraits)

- Sites existants soumis à un risque climatique matériel disposant d'un plan d'adaptation :

  Cible 2026 : **100%**

- Nouveaux projets avec seuil de validation COMEX et Conseil d'Administration intégrant une analyse de risque climat avant décision d'investissement :

  Cible 2026 : **100%**

POLLUTION INDUSTRIELLE

ESRS **E2**

1 ENJEU MATÉRIEL — **7 IRO**

Pollution industrielle	1 IMPACT + 3 IMPACTS - 3 RISQUES

PLAN D'ACTIONS

- Dès la conception d'un projet, identifier les risques de pollution et mettre en place un plan d'actions en s'appuyant au maximum sur les meilleures technologies disponibles.

Politique anti-pollution

Objectifs
(Extraits)

- Réduction des émissions d'oxydes d'azote (NOx) liées à la production d'énergie :

  Cible 2030 : **-75% (soit 23 052 t) vs 2017**

  Résultat 2024 : **23 223 t**

- Réduction des émissions de particules (PM) liées à la production d'énergie :

  Cible 2030 : **-60% (soit 2 941 t) vs 2017**

  Résultat 2024 : **2 636 t**

EAU

ESRS **E3**

1 ENJEU MATÉRIEL

5 IRO

Préservation des ressources en eau	**2 IMPACTS -** **2 RISQUES** **1 OPPORTUNITÉ**

PLAN D'ACTIONS

- Réduire la pression sur la ressource en eau douce sur les sites en zone de stress hydrique élevé et extrême en les identifiant et en mettant en place des plans d'actions permettant une optimisation de l'usage et du partage de l'eau, dans le respect de la séquence ERC (Éviter, Réduire, Compenser) et en concertation avec les parties prenantes.

Politique eau et océans

Objectifs
(Extraits)

- Réduction du taux de consommation d'eau douce de la production d'énergie :
  - Cible 2030 : **0,100 m³/MWh**
  - Résultat 2024 : **0,239 m³/MWh**
- Réduction des prélèvements d'eau douce de la production d'énergie :
  - Cible 2030 : **3,6 m³/MWh**
  - Résultat 2024 : **9,44 m³/MWh**

BIODIVERSITÉ ET ÉCOSYSTÈMES

ESRS **E4**

1 ENJEU MATÉRIEL

6 IRO

Biodiversité et écosystèmes	**1 IMPACT +** **3 IMPACTS -** **2 RISQUES**

PLAN D'ACTIONS

- Renforcement en 2024 de l'analyse des impacts, dépendances, risques et opportunités pour les activités industrielles en appliquant la méthode LEAP (*Locate, Evaluate, Assess, Prepare*), en mesurant l'empreinte biodiversité.
- Analyse et revue par les instances de décisions du Groupe des enjeux biodiversité dans le processus de développement des projets, incluant le respect de la séquence ERC (Éviter, Réduire, Compenser).

Politique biodiversité

Objectifs
(Extraits)

- Sites industriels prioritaires matériels en termes de biodiversité avec un plan d'actions défini en concertation avec les parties prenantes :
  - Cible 2028 : **100%**
  - Résultat 2024 : **84%**
- Projets du Groupe avec une analyse des enjeux biodiversité :
  - Cible 2025 : **100%**
  - Résultat 2024 : **91%**

UTILISATION DES RESSOURCES ET ÉCONOMIE CIRCULAIRE

ESRS **E5**

1 ENJEU MATÉRIEL

6
I R O

Ressources et économie circulaire	1 IMPACT + 1 IMPACT - 2 RISQUES 2 OPPORTUNITÉS

PLAN D'ACTIONS

- Développer le biométhane en Europe pour utiliser les ressources locales.
- Évaluation en 2024 de la criticité des matériaux de quatre exemples de technologies (éolien, photovoltaïque, batteries, électrolyseurs) avec le “Passeport des risques matériaux”.
- Recyclage de la résine Elium® et des tissus Ultrablade® provenant des pales d'éoliennes et des déchets de production avec le projet ZEBRA en 2024.

Politique économie circulaire et ressources

Objectifs
(Extraits)

- Production annuelle de biométhane en Europe :

Cible 2030 : **10 TWh**

Résultat 2024 : **1,2 TWh**

- Capacité d'injection annuelle de biométhane sur les réseaux en France :

Cible 2030 : **50 TWh**

Résultat 2024 : **13 TWh**

MAIN D'ŒUVRE PROPRE À L'ENTREPRISE

ESRS **S1**

4 ENJEUX MATÉRIELS

15 IRO

Conditions de travail et dialogue social	1 IMPACT - 1 IMPACT + 2 RISQUES

PLAN D'ACTIONS

- Suivre la mise en œuvre de l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE.

Équité et diversité	1 IMPACT - 1 IMPACT + 1 RISQUE

PLAN D'ACTIONS

- Mener des actions de formation et de sensibilisation à la diversité et à l'équité.
- Identifier et traiter les éventuels écarts de rémunération entre les femmes et les hommes.

Talents et compétences	1 IMPACT - 2 IMPACTS + 1 RISQUE

PLAN D'ACTIONS

- Identifier les compétences actuelles et futures en adéquation avec la stratégie du Groupe et conduire des actions de formation et d'encouragement à la mobilité.
- Identifier et développer les capacités des futurs dirigeants avec les *People and positions reviews*.

Santé-sécurité au travail	2 IMPACTS - 2 RISQUES

PLAN D'ACTIONS

- Poursuivre le déploiement de la formation-coaching *ENGIE One Safety Culture* auprès des managers.
- Déployer des campagnes de communication sur "la Minute Qui Sauve", et l'application du point d'arrêt (*Stop the Work*).

- Politique de vigilance - droits humains
- Politique formation et développement
- Diversité et Inclusion
- Politique santé-sécurité

Objectifs

(Extraits)

- Déploiement des quatre piliers du programme ENGIE *Care** :
  Cible 2024 : **100%**
  Résultat 2024 : **100%**
- Équité salariale F/H au niveau Groupe :
  Cible 2030 : **≤ 2%**
  Résultat 2024 : **1,85%**
- Formation des collaborateurs chaque année :
  Cible 2030 : **100%**
  Résultat 2024 : **94,6%**
- Éradication durable des accidents mortels des salariés et intérimaires :
  Cible permanente : **0 accident mortel**
  Résultat 2024 : **1**

* *L'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE comprend le déploiement de ENGIE Care, programme de protection sociale des employés d'ENGIE à l'échelle mondiale. Ce programme comprend quatre piliers : la garantie décès, la garantie hospitalisation, la garantie invalidité, et la parentalité.*

TRAVAILLEURS DE LA CHAÎNE DE VALEUR

ESRS **S2**

2 ENJEUX MATÉRIELS

6 IRO

Santé-sécurité	**1 IMPACT -** **1 RISQUE** **1 OPPORTUNITÉ**

PLAN D'ACTIONS

- Éradiquer les accidents graves et mortels en appliquant des processus spécifiques au management de la santé-sécurité des sous-traitants et en imposant des standards et règles de sécurité identiques à ceux applicables aux collaborateurs.

Travailleurs de la chaîne de valeur	**1 IMPACT -** **1 IMPACT +** **1 RISQUE**

PLAN D'ACTIONS

- Réaliser des audits éthiques sur les sites de production dans les secteurs à haut risque, tels que les panneaux solaires et les éoliennes.
- Mettre en œuvre un plan de formation obligatoire sur l'éthique des relations avec les fournisseurs et la diligence raisonnable dans les processus d'achats.
- Mener des diligences strictes en matière d'ESG à l'égard des fournisseurs d'énergie.

- **Politique de vigilance - droits humains**
- **Politique santé-sécurité**
- **Charte Achats**
- **Code de conduite des fournisseurs**
- **Politique de *due diligence***

Objectif
(Extrait)

- Éradication durable des accidents mortels des sous-traitants :

Cible permanente : **0 accident mortel**
Résultat 2024 : **2**

COMMUNAUTÉS AFFECTÉES

ESRS **S3**

1 ENJEU MATÉRIEL

6 IRO

Communautés affectées	3 IMPACTS − 1 IMPACT + 2 RISQUES

PLAN D'ACTIONS

- Mettre en œuvre le plan de vigilance du Groupe : veiller à identifier, prévenir et gérer les impacts négatifs sur les communautés et s'assurer que tout incident relatif aux droits humains soit traité de manière appropriée.
- Évaluer régulièrement les conséquences potentielles des activités du Groupe sur les communautés et veiller à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation.

- **Politique de vigilance - droits humains**
- **Code de conduite éthique**
- **Politique transition juste**

Objectif
(Extrait)

- Activités industrielles ayant un plan sociétal de concertation et de dialogue avec les communautés :

Cible 2030 : **100%**

Résultat 2024 : **53%**

CONSOMMATEURS ET UTILISATEURS FINALS

ESRS **S4**

1 ENJEU MATÉRIEL

5 IRO

Consommateurs et utilisateurs finals	1 IMPACT − 2 IMPACTS + 1 RISQUE 1 OPPORTUNITÉ

PLAN D'ACTIONS

- Contribuer à une transition juste et efficace en continuant à développer des offres vertes (gaz et électricité).
- Continuer à développer des services d'aide au pilotage de la consommation d'énergie.
- Continuer à appliquer la politique de protection des données personnelles des clients du Groupe.

- **Politique de vigilance - droits humains**
- **Politique transition juste**
- **Politique d'engagement avec les parties prenantes**
- **Politique de protection des données à caractère personnel**

Objectif
(Extrait)

- Part des contrats d'électricité verte dans le total des contrats d'électricité (en moyenne sur le périmètre européen)*

Cible 2030 : **90%/95%**

Résultat 2024 : **89,5%**

intervalle cible

* *Cible fixée dans le cadre de la réglementation européenne actuellement en vigueur en matière de définition d'un contrat d'électricité verte*

CONDUITE DES AFFAIRES

ESRS **G1**

3 ENJEUX MATÉRIELS

10 IRO

Éthique et conduite des affaires

1 IMPACT -
1 RISQUE

PLAN D'ACTIONS

→ Poursuivre la mise en œuvre du dispositif éthique et *compliance*.

Achats durables

1 IMPACT -
2 IMPACTS +
1 RISQUE

PLAN D'ACTIONS

→ Achats durables d'énergie
- Mettre en place une diligence raisonnable et une guidance ESG opérationnelle sur les chaînes d'approvisionnement énergétiques complexes ou à hauts risques potentiels.

→ Achats durables hors énergie
- Poursuivre le déploiement de la politique d'achats inclusifs en France.

Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle

2 IMPACTS -
1 IMPACT +
1 RISQUE

PLAN D'ACTIONS

→ Cybersécurité
- Mettre en œuvre un programme pluriannuel de sécurisation des sites industriels.

→ Sécurité industrielle
- Mettre en œuvre des systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue dans les filiales et les entités qui exploitent des actifs industriels.

→ Sûreté nucléaire
- Mettre en œuvre une politique forte de sûreté nucléaire intervenant à tous les stades du processus d'exploitation et de démantèlement des centrales.

→ Sûreté des biens et des personnes
- Mettre en œuvre les mesures de prévention et de protection en fonction de la criticité de la zone d'implantation et ou d'activité.

Éthique et *compliance*
Charte Achats
Politique cybersécurité Groupe

Objectifs
(Extraits)

- Former les personnes les plus exposées au risque de corruption :

Cible 2030 : **>95%**

Résultat 2024 : **83,9%**

- **Achats durables hors énergie**
Part des Top 250 fournisseurs préférentiels alignés ou certifiés SBTi

Cible 2030 : **100%**

Résultat 2024 : **44%**

- **Cybersécurité**
Suivi du score Bitsight pour surveiller le niveau d'exposition au risque cyber et les éventuels incidents

Cible 2030 : **score de 780**

Résultat 2024 : **Score de 780**

3.1.1 Informations générales [ESRS 2]

3.1.1.1 Note méthodologique

3.1.1.1.1 Base générale d'établissement de l'état de durabilité [BP-1]

Bases de préparation [BP-1 5a, b]

Cet état de durabilité est préparé conformément à la directive du 14 décembre 2022 modifiant le Règlement n°537/2014, la directive 2004/109/CE, la directive 2006/43/CE et la directive 2013/34/EU sur l'état de durabilité des entreprises (CSRD). Ces directives ont été transposées en France selon l'ordonnance de transposition n° 2023-1142 du 6 décembre 2023 et ont été supplémentées par le règlement délégué 2023/2772 du 31 juillet 2023. Ce dernier instaure les normes de reporting en matière de durabilité *(European Sustainability Reporting Standards* dits "ESRS") rédigées par l'*European Financial Reporting Advisory Group* (EFRAG). Cet état de durabilité est également préparé conformément à la taxonomie européenne selon l'article 8 du règlement 2020/852.

Cet état de durabilité repose sur une analyse de double matérialité (décrite plus en détail ci-après), permettant d'identifier les sujets Environnementaux, Sociaux ou de Gouvernance (ESG) sur lesquels ENGIE a un impact matériel (positif ou négatif) et ceux ayant un effet majeur sur la performance financière du Groupe (risques ou opportunités).

Ces informations ont été établies dans un contexte de première application caractérisé par des incertitudes sur l'interprétation des textes, le recours à des estimations, l'absence de pratique et de cadre établi ainsi que par un dispositif de contrôle interne évolutif.

Dans ce contexte, quelques points méritent attention :

- le processus d'analyse de double matérialité a été réalisé conformément aux dispositions de la norme. Les mises à jour des exercices à venir seront alimentées des observations des Commissaires aux Comptes et des meilleures pratiques qui vont progressivement émerger ;
- certaines informations quantitatives font appel aux jugements et estimations de la direction du Groupe ENGIE et peuvent comporter des incertitudes en particulier pour les données prévisionnelles sur le long terme comme précisé au point 3.1.1.1.2. Ces éléments d'incertitude, jugements et estimations sont précisés pour les principaux indicateurs concernés au sein du rapport de durabilité ;
- par ailleurs d'autres exigences de publication, en nombre limité, n'ont pas pu être publiées dans le cadre de ce premier exercice car les données ne sont pas disponibles au niveau du Groupe. Les indicateurs quantitatifs concernés sont listés en annexe 3.1.5.2. Le Groupe s'organise pour être en mesure de les publier dans un délai raisonnable ;
- la complexité de la règlementation européenne sur le reporting de durabilité (y compris la taxonomie) et l'absence de jurisprudence établie sur l'interprétation des textes ont conduit le Groupe à préciser ses principes de reporting notamment sur la définition du contrôle opérationnel ;
- enfin l'adaptation du processus de contrôle interne aux nouvelles exigences de la norme est en cours. Les efforts initiés cette année seront poursuivis lors des prochains exercices.

Périmètre de consolidation

Conformément aux normes ESRS, l'état de durabilité applique le même périmètre que les états financiers. Cela signifie que le périmètre de *reporting* ESG des "opérations propres" est conforme au périmètre de consolidation des états financiers couvrant à la fois la société mère et ses filiales (intégration globale à 100%). Les activités conjointes seront également considérées comme des opérations propres d'ENGIE à hauteur de leur quote-part de détention capitalistique.

Les entreprises associées (à savoir celles dans lesquelles ENGIE exerce une influence notable) et les coentreprises (dans lesquelles ENGIE exerce un contrôle conjoint) sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et font partie des segments amont ou aval de la chaîne de valeur (CV) à hauteur de leur taux de détention. Les actifs financiers (prêts, investissements en actions et en dette) sont pris en compte comme des "relations d'affaires" et peuvent donner lieu, si elles sont significatives, à des informations sur la chaîne de valeur.

La base de préparation et de calcul des indicateurs suit les principes ci-dessus, à l'exception de certains indicateurs spécifiques qui nécessitent un champ d'application plus large. Pour ces indicateurs, la méthodologie appliquée est précisée dans les sections relatives aux ESRS concernées.

[BP-1 5c] Il est à noter que lors de ce premier exercice, la chaine de valeur inclut les fournisseurs et les clients directs (rang 1), à l'exception de l'exercice de double matérialité et des exceptions spécifiées dans la section concernée, le cas échéant.

3.1.1.1.2 Publication d'informations relatives à des circonstances particulières [BP-2]

Horizons temporels [BP-2 9a, b]

Pour la préparation de l'état de durabilité, le Groupe applique des horizons temporels cohérents avec ceux utilisés pour l'information financière, et notamment pour le budget et le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration :

- un an, pour le court-terme (budget) ;
- dans les deux années qui suivent, pour le moyen terme, (PAMT);
- au-delà de trois années, pour le long-terme.

À noter que pour les prévisions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) le Groupe met en œuvre un PAMT CO_2 allant au-delà du PAMT financier pour aller jusqu'en 2030, jalon clef des objectifs climatiques du Groupe.

Utilisation d'estimations et du jugement [BP-2 11]

La préparation de certaines informations nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses, notamment lors de la détermination de certains montants monétaires ou de métriques quantitatives. Les sources de ces estimations et leurs niveaux d'incertitude sont fournis dans les rubriques concernées aussi bien pour les hypothèses retenues, les données historiques et les données prévisionnelles. Les estimations significatives, inhérentes à certaines méthodologies de calcul, réalisées par le Groupe, portent principalement sur les émissions de gaz à effet de serre, en particulier sur le scope 3 lié aux achats, les émissions évitées chez les clients par les offres et produits du Groupe, et les émissions de polluants atmosphériques (NOx, SOx et particules fines).

Utilisation des dispositions transitoires des ESRS par ENGIE [ESRS-1 10.4 - Appendice C]

Dans le cadre de la première année de publication, le Groupe a choisi d'adopter les mesures suivantes prévues dans les dispositions transitoires de la norme ESRS 1 :

- **Informations spécifiques de l'entité [ESRS-1 10.1] :** le Groupe reprend les informations spécifiques fournies lors de publications antérieures ;
- **Chaîne de valeur [BP-1 5c] :** le Groupe publiera à l'échéance prévue par la norme, l'ensemble de ses plans quantitatifs et qualitatifs. À date, cet état de durabilité s'appuie, lorsque cela est nécessaire, sur des estimations pour la publication d'informations sur la chaîne de valeur amont ou avale du Groupe comme indiqué précédemment. Ces estimations sont détaillées dans les rubriques concernées avec leur définition, leur mode de calcul, leur niveau de précision et le cas échéant, les moyens envisagés pour leur amélioration ;
- **Informations comparatives [ESRS-1 10.3] :** le Groupe ne présente pas d'information comparative ;
- **Autres dispositions transitoires appliquées à des thèmes spécifiques :** le Groupe fait le choix de systématiquement appliquer les dispositions de publication prévues par la norme ESRS 1 selon l'Appendice C, à l'exception des informations relatives à la norme ESRS S1 "Personnel de l'entreprise", qui seront publiées ce premier exercice :
  - information sur les salariés couverts par une protection sociale (S1-11) ;
  - le nombre moyen d'heures de formation par salarié et par sexe (S1-13) ;
  - nombre de cas de maladies professionnelles comptabilisables pour les salariés (S1-14) ;
  - nombre de jours perdus en raison d'accidents du travail ou de décès dus à des accidents du travail (S1-14).

Changements dans la présentation des informations [BP-2 13]

L'état de durabilité fournit des indicateurs pour la période de reporting et les années de référence si besoin. Dans le cadre de la première application des normes ESRS, le Groupe a intégré certains changements dans la présentation des informations publiées dans la précédente Déclaration de Performance extra-financière. Ces informations sont indiquées dans chacune des rubriques concernées, le cas échéant.

Incorporation d'informations par référence [BP-2 16]

La présente Section incorpore par référence certaines informations figurant dans une table de correspondance. Cette table relie les informations mentionnées dans les sections respectives de cette Section aux sections correspondantes d'une autre Section (voir Section 3.1.5 "Annexes").

Complément sur les informations générales disponibles dans les sections thématiques [Appendice C]

Afin d'améliorer la clarté des informations en matière de durabilité, des compléments d'informations générales relatives à la gouvernance (GOV), stratégie (SBM) et gestion des impacts, risques et opportunités (IRO) sont fournis dans d'autres rubriques thématiques de cette Section. Ces informations sont indiquées dans chacune des rubriques concernées.

Comme exigé par la CSRD l'intégralité de l'état de durabilité à fait l'objet d'une assurance limitée par les Commissaires aux Comptes. En complément, une sélection d'informations environnementales et sociales font l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux Comptes. Ils se repèrent au fil de l'état de durabilité par le pictogramme □□. La définition de ces indicateurs est disponible sur demande auprès du Groupe.

3.1.1.2 Stratégie – Modèle d'affaires – Chaîne de valeur [SBM-1]

3.1.1.2.1 Le modèle d'affaires

[SBM-1 38, 39a, 40ai, aii, aiii, b, e, f, 42]

UN MODÈLE D'AFFAIRES AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Ressources

Capital Financier

CHAP 6

- Capitaux propres
- Dette nette financière

Capital industriel

CHAP 6

- CAPEX de croissance
- CAPEX de maintenance
- Centrales de production d'électricité et de biogaz
- Infrastructures de distribution et de transport de gaz
- Infrastructures de transport d'électricité
- Réseaux DHC

Capital intellectuel

CHAP 1

- Laboratoires et programmes de recherche
- Fonds d'investissement dans les start-up

Capital humain et sociétal

CHAP 3 ESRS-S1 à S2

- Salariés et sous-traitants
- Compétences et talents

Capital naturel

CHAP 3 ESRS-E2 à E5

- Gaz
- Eau
- Biomasse

Ways of working

- *Focus on business*
- *Prioritise*
- *Commit to deliver*
- *Collaborate*
- *Engage*

* *Organisation en place depuis le 1er février 2025*

Objectif

Être la meilleure *utility* de la transition énergétique d'ici 2030

Un grand défi

Fournir aux clients qui le demandent de l'électricité décarbonée 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7

Des ambitions 2030

95 GW de capacités de production renouvelables et de stockage en 2030

20 TWh de production locale d'énergie verte en 2030

10 TWh de production de biométhane en 2030

4 GW de production d'hydrogène en 2035

50 TWh de capacité de biométhane connectée aux réseaux français en 2030

10 000 km de réseau de transport d'électricité en 2030

300 TWh de ventes d'électricité en 2030 (B2B et B2C)

Un modèle intégré*

RENEWABLE & FLEX POWER

Augmenter la capacité en énergies renouvelables et apporter plus de flexibilité au système énergétique

SUPPLY & ENERGY MANAGEMENT

Optimiser l'exploitation des actifs du Groupe et de fournir à tous les clients de l'énergie de manière fiable et durable



LOCAL ENERGY INFRASTRUCTURES

Assurer la décarbonation des industries et des villes

NETWORKS

Accélérer le développement dans les réseaux électriques et continuer à adapter les infrastructures gazières aux molécules vertes

Basé sur 4 activités complémentaires

Production	Flexibilité	Infrastructures centralisées et locales	Fournitures

Une raison d'être

"Agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée."

Création de valeur

Personnes

CHAP 3 ESRS-S1

	Objectifs 2030
• Femmes dans le management	40-60%
• Écart salarial H/F	<2%
• Taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants	≤1,5

Planète

CHAP 2 ESRS-E1

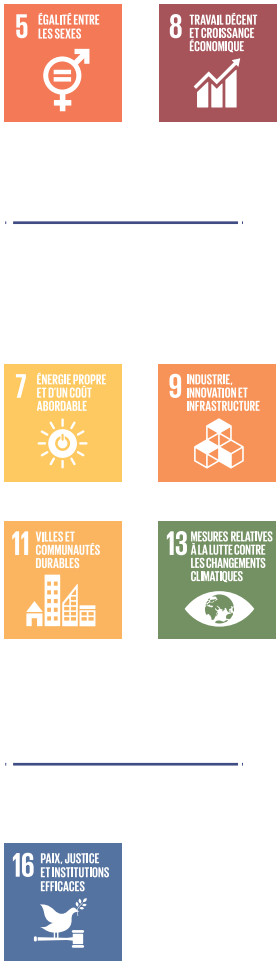
Décarbonation des activités	Objectifs 2030
• Émissions de GES pour la production d'énergie (Scopes 1 & 3)	26-36 Mt CO_2 éq.
• Capacités de production renouvelables	58%
Décarbonation des clients	
• Émissions évitées chez les clients par les produits et services d'ENGIE	65-85 Mt CO_2 éq.
Décarbonation des fournisseurs	
• Top 250 fournisseurs (hors énergie) certifiés ou alignés SBT	100%

Profit

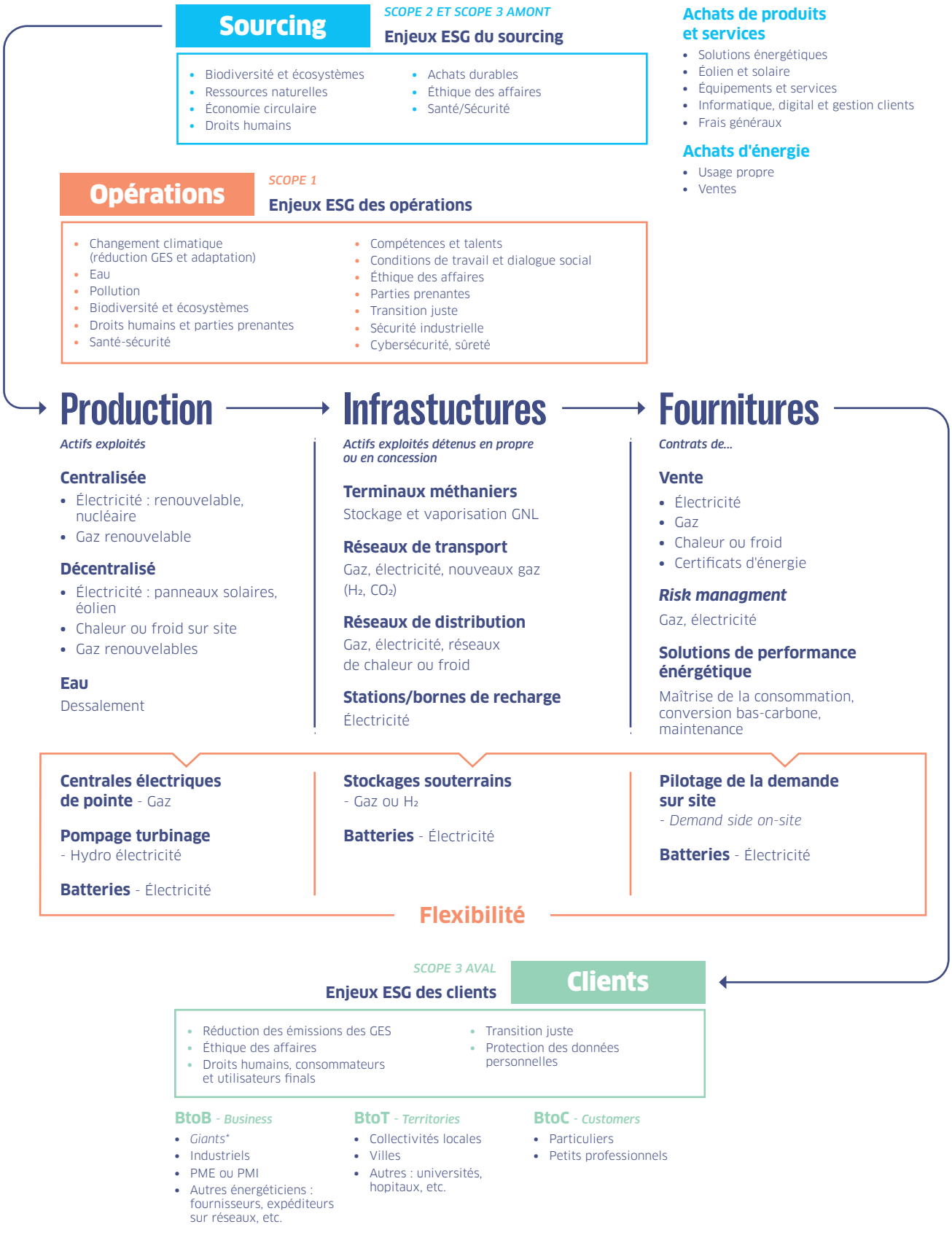
CHAP 6

	Objectifs 2025 - 2027
• EBIT	8-10 Mds€
• Résultat Net Récurrent part du Groupe	4,2-5 Mds€

Contribution



3.1.1.2.2 La chaîne de valeur [SBM-1 38, 39, 40 ai, aii, aiii, b, e, f, 42]



* *Le segment des Giants comprend des consommateurs d'énergie complexes et importants qui nécessitent une attention particulière pour gérer les risques énergétiques.*

Les informations sur la stratégie du Groupe sont détaillées en Section 1.2. Les schémas ci-dessus décrivent respectivement la chaîne de valeur du Groupe et son modèle d'affaires en tenant compte des évolutions d'organisation au 1er février 2025 détaillées en Section 1.1.3.

Les informations ci-dessous tiennent compte de l'organisation en vigueur en 2024, constituée de quatre *Global Business Units* (GBU) et de deux entités opérationnelles.

La GBU Renouvelables développe, construit, finance, exploite et maintient des actifs de production d'électricité renouvelable. Elle se concentre principalement sur cinq technologies : l'hydroélectricité ; le solaire photovoltaïque ; l'éolien terrestre ; l'éolien en mer, et le stockage par batteries associé à un actif renouvelable. Elle opère dans quatre zones géographiques : l'Europe, l'Amérique du Nord, l'Amérique du Sud, la région AMEA (Asie, Moyen-Orient et Afrique).

La majorité des investissements futurs de la GBU Renouvelables sera concentrée sur les cinq marchés prioritaires historiques de la GBU, à savoir les États-Unis, la France, le Brésil, le Chili et l'éolien en mer, avec une ambition croissante dans la région AMEA, particulièrement en Inde.

La chaîne d'approvisionnement de la GBU Renouvelables est constituée de fournisseurs et d'installateurs d'équipements de production d'énergies renouvelables.

Les principaux clients de la GBU sont les collectivités, les industries, les entreprises et les particuliers propriétaires de terrains où sont implantées des installations.

La GBU Infrastructures est en charge du développement, de l'exploitation et de la maintenance des infrastructures gaz (réseaux de distribution et de transport, stockage et terminaux GNL) et des réseaux électriques, ainsi que de la production de biométhane, en France comme à l'international.

Les quatre terminaux méthaniers sont situés en France et au Chili. Les sites de stockage sont répartis en France, en Allemagne, en Roumanie et au Royaume Uni. Le transport est assuré en France, au Brésil et au Mexique. La distribution jusqu'aux clients particuliers est assurée en Europe et au Mexique.

La stratégie de la GBU Infrastructures consiste à mener les actions et projets nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France, à maximiser la valeur des infrastructures ; à rééquilibrer le portefeuille vers l'international et l'électricité ; à promouvoir la production de biométhane et plus largement de gaz bas carbone, en France et dans un certain nombre de pays ciblés à l'international ; ainsi qu'à opérer la conversion d'actifs à l'hydrogène.

La GBU Infrastructures se fournit auprès de grands industriels fabriquant et installant des tuyaux, des stations de compression, de traitement et de comptage du gaz, des installations de production et d'injection de biogaz et des pylônes et réseaux électriques.

Les clients de la GBU Infrastructures sont les expéditeurs qui font acheminer leur énergie gaz ou électricité et les consommateurs finals qui se raccordent sur les réseaux de distribution ou de transport.

La GBU *Energy Solutions* accompagne les clients villes, collectivités, industries et tertiaires, dans leur trajectoire de décarbonation. Les solutions qu'elle propose sont réparties en trois catégories : les réseaux locaux d'énergie, la production d'énergie sur site et les services de gestion et de performance énergétique. Les réseaux locaux d'énergie permettent de produire et délivrer une énergie finale (chaleur, vapeur, froid, électricité) à un grand nombre d'utilisateurs en optimisant l'usage des énergies vertueuses disponibles sur le territoire (biomasse, géothermie, solaire thermique, etc.), tout en développant des technologies de haute efficacité énergétique.

La production d'énergie sur site repose sur des infrastructures permettant de produire à l'échelle d'un site (industriel ou tertiaire) et via des utilités bas carbone, l'énergie finale nécessaire à son fonctionnement (chaleur, froid, électricité, vapeur, air comprimé, etc.). La GBU développe, modernise et exploite ces infrastructures.

Elle propose à ses clients collectivités, industriels, tertiaires ou habitats collectifs des contrats comportant des engagements de réduction de la consommation énergétique de leurs bâtiments et des émissions de CO_2 associées. La GBU propose par ailleurs : une offre de conseil en décarbonation, une gamme de services opérationnels avec l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution de chaleur et de froid dans les bâtiments.

La GBU opère dans quatre zones géographiques : France, Europe, Asie & Moyen-Orient, Amériques.

La stratégie de la GBU est d'accompagner ses clients tertiaires et industriels dans leur décarbonation et la maîtrise de leur consommation.

La GBU s'approvisionne auprès de groupes industriels fabriquant ou installant des équipements de réseaux d'énergie ou fournissant des prestations digitales.

Ses principaux clients sont les collectivités territoriales, les industriels, le tertiaire et les habitats collectifs.

La GBU *FlexGen & Retail* regroupe d'une part, les activités de production thermique (production d'électricité essentiellement à partir de gaz), de stockage d'énergie par pompage-turbinage et batteries ; de dessalement d'eau de mer et de production d'hydrogène bas carbone ; et d'autre part, la fourniture d'énergie *BtoC* (ventes d'électricité et de gaz, services énergétiques, accès à l'énergie).

La GBU *FlexGen & Retail* opère en Europe, en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Afrique, Moyen-Orient et Asie. Son activité de vente aux particuliers (*Retail* ou *BtoC*) se concentre sur six pays : la France, la Belgique, l'Italie, la Roumanie, les Pays-Bas et l'Australie.

La stratégie de la GBU vise à fiabiliser la production d'énergie dans un monde bas carbone grâce aux outils de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité) et de flexibilité avale (effacement ou déplacement de la consommation des clients *BtoC*).

Les fournisseurs de la GBU sont des fournisseurs d'énergie pour la production et la vente d'énergie aux particuliers et des fournisseurs d'équipements thermiques pour la construction et la maintenance de ses installations.

Les clients de la GBU sont des acheteurs d'énergie produite et des consommateurs finals d'énergie.

L'entité opérationnelle Nucléaire est dédiée à la gestion opérationnelle des sept réacteurs nucléaires en Belgique, ainsi que des droits détenus dans deux centrales d'EDF en France. Le cadre juridique initial prévoyait la sortie progressive de l'exploitation des centrales nucléaires en Belgique entre 2022 et 2025. Par décision du 18 mars 2022, le Gouvernement belge a décidé de prendre les mesures nécessaires en vue de prolonger de dix ans la durée de vie des deux réacteurs Doel 4 et Tihange 3 jusqu'en 2035. Les cinq autres sont soit déjà arrêtés (Doel 3 en 2022 et Tihange 2 en 2023) ou le seront en 2025 (Doel 1 et 2, Tihange 1).

Cette activité s'approvisionne en uranium principalement auprès d'un acteur majeur du secteur et auprès de groupes industriels en équipements nucléaires.

Cette activité fournit de l'électricité auprès des clients d'Electrabel et sur le marché de gros de l'électricité.

Autres activités dont GEMS :

L'activité *Global Energy Management & Sales (GEMS)* a deux principales missions :

- la gestion des actifs du Groupe ;
- les ventes et la gestion des risques ;

GEMS intervient dans le monde entier.

GEMS se fournit en énergie sur les plateformes boursières d'énergie et auprès de quelques fournisseurs historiques de gaz notamment en Norvège, en Algérie, au Moyen-Orient et aux États-Unis.

Ses principaux clients sont :

- les autres entités du Groupe ;
- les consommateurs d'énergie (industries et entreprises) ;
- les distributeurs et revendeurs du secteur de l'énergie ; et
- les sociétés de trading et fonds d'investissements.

Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	Asie, Moyen Orient & Afrique	Autres	Total 2024
Renouvelables	2 513	184	2 294	255	219	1	5 467
Infrastructures	5 719	744	768	-	-	-	7 231
Energy Solutions	5 449	3 063	34	650	444	214	9 853
FlexGen	394	1 750	1 741	70	982		4 937
Retail	8 271	4 902	-	-	747	150	14 070
Nucléaire	-	68	-	-	-	-	68
GEMS	-	-	-	-	-	31 377	31 377
Autres activités	-	-	4	-	-	806	810

NB : Les valeurs figurant dans le tableau sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

[SBM-1 40d] Le chiffre d'affaires des activités liées au charbon et gaz naturel, (hors activités liées au négoce d'énergie, et aux activités financières) s'élève à 0,6 milliard d'euros et 16,6 milliards d'euros, respectivement en 2024. La part du chiffre d'affaires issue des produits ou services à partir de combustibles fossiles gazeux associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie s'élève à 100 millions d'euros.

Effectifs	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	Asie, Moyen Orient & Afrique	2024
Renouvelables	2 968	558	1 266	343	315	5 450
Infrastructures	17 065	3 207	1 798	4		22 074
Energy Solutions	14 399	11 008	502	1 892	7 553	35 354
FlexGen & Retail	6 900	4 323	769	103	2 958	15 053
Nucléaire		2 096				2 096
GEMS	1 563	1 505	26	476	195	3 765
Autres activités	3 615	6 289	2 011	474	1 787	14 176

3.1.1.2.3 Implication des parties prenantes [SBM-2]

[SBM-2 43] ENGIE a fait du dialogue avec les parties prenantes un élément clef de la conduite de ses activités. Ce dialogue nourrit la politique d'engagement avec les parties prenantes du Groupe et s'appuie sur une démarche structurée, éprouvée sur le terrain et bénéficiant du retour des expériences passées.

[SBM-2 45a] Le Groupe a identifié huit catégories de parties prenantes et adapte son dialogue à leurs spécificités.

Parties prenantes	Modalités de coopération et d'organisation du dialogue	Finalités des échanges
[SBM-2 45 a i]	**[SBM-2 45 a ii, iii]**	**[SBM-2 45 a iv, v]**
1) CLIENTS		
Clients particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales	• Études marketing, panel de consommateurs • Réponses à des consultations de clients • Études de satisfaction • Espace de médiation (médiateurs ENGIE et de l'énergie)	• Connaître les besoins des clients • Coconstruire des offres • Satisfaire les clients (Indice de satisfaction (*NPS*)) • Résoudre le maximum de plaintes
2) FOURNISSEURS		
Fournisseurs clés, stratégiques, préférentiels, majeurs et autres	• Consultations via appels d'offres • Échange sur la performance ESG via la notation ECOVADIS et l'audit de certains fournisseurs • *Business review* par fournisseur • Forum achat (*Supplier Days*)	• Choisir les meilleurs fournisseurs selon des approches multicritères • Sélectionner et encourager les fournisseurs les plus durables • Prévenir les risques (pénurie, monopole, fragilité économique, travail forcé…) • Établir un plan de vigilance
3) SALARIÉS		
Salariés du Groupe et leurs représentants : Instances représentatives du personnel de niveau local, national ou européen	• Comité d'Entreprise Européen (CEE), Comité de Groupe France, Instances représentatives locales • Forum mondial • Enquête d'engagement *ENGIE & ME* • Concours interne d'innovation (*One ENGIE Awards)* • Rencontres thématiques avec le management (visite managériale de sécurité, conférences métiers…)	• Conduire un dialogue social de qualité • Signer des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux • Suivre la bonne mise en œuvre des accords • Renforcer l'engagement des salariés • Renforcer l'actionnariat salarié avec un Plan d'actionnariat salarié *Link*
4) TERRITOIRES		
Territoires : Autorités, régulateurs et instances locales, nationales, européennes et internationales	• Réponses à des consultations • Participation à des groupes de travail et *think tanks*	• Partager les convictions du Groupe • Pratiquer un *lobbying* responsable et transparent • Lancer des partenariats avec des autorités territoriales
5) PARTENAIRES INDUSTRIELS		
Partenaires industriels : Grands groupes, PME, *start-up*	• Appels à projets • Accompagnement d'acteurs innovants via le fonds d'investissement *ENGIE New Ventures*	• Construire des projets avec des partenaires innovants et responsables • Mettre en œuvre les projets dans le respect des délais et des coûts et mener des retours d'expérience

Parties prenantes	Modalités de coopération et d'organisation du dialogue	Finalités des échanges
[SBM-2 45 a i]	[SBM-2 45 a ii, iii]	[SBM-2 45 a iv, v]
6) PARTENAIRES FINANCIERS		
Banques, assurances, investisseurs, analystes financiers et agences de notation	• Organisation de *roadshows* ou de rencontres investisseurs (*Capital Market Day, Investor Days*) • Réponses aux questionnaires d'évaluation des agences de notation	• Financer et investir dans des projets avec des partenaires solides et responsables • Satisfaire les exigences de performance financière et extra-financière attendues par le marché
7) ACTIONNAIRES		
Actionnaires institutionnels et individuels	• Rencontres actionnaires institutionnels (*roadshows* gouvernance) • Rencontres actionnaires individuels (visite de sites, rencontres métiers, etc.) • Assemblée Générale annuelle des actionnaires • Club des actionnaires individuels (visite de sites, rencontres métier)	• Fidéliser les actionnaires et satisfaire leurs exigences de rentabilité et de performance • Partager la raison d'être du Groupe, sa stratégie, son exécution et ses résultats • Présenter et échanger sur les résolutions de l'Assemblée Générale
8) SOCIÉTÉ CIVILE		
ONG, associations, riverains, communautés, populations autochtones, organisations professionnelles, monde académique	• Réunions d'information grand public • Consultations et rencontres notamment vis-à-vis des populations autochtones • Comité des Parties Prenantes • Forum Dialogue et transition • Conseil scientifique	• Ancrer durablement les projets et les activités d'ENGIE (*licence to operate*) • Répondre aux alertes et aux craintes de la société civile (controverses) • Respecter les droits et usages des communautés affectées et des populations autochtones potentiellement impactées par les activités du Groupe • Monter des partenariats avec le monde académique (chaires, thèses…) • Engager le Groupe dans des initiatives internationales en lien avec sa raison d'être

Le dialogue au niveau opérationnel avec les parties prenantes d'ENGIE s'appuie sur plusieurs dispositifs :

- un objectif Groupe, à savoir que 100% de ses activités y compris les projets et les sites en fermeture, seront couverts d'ici 2030 par un plan sociétal en concertation avec les parties prenantes concernées ;
- une auto-évaluation annuelle par les entités opérationnelles, de leur niveau de dialogue avec les parties prenantes en s'appuyant sur un référentiel du Groupe basé sur la norme AA1000 *Stakeholder Engagement Standard* – relative à la gestion des parties prenantes permettant une approche standardisée au sein du Groupe ;
- une boîte à outils mise à disposition des entités qui structure en six étapes le processus de dialogue avec les parties prenantes : analyse du contexte, cartographie des parties prenantes, identification de leurs enjeux, élaboration d'un plan d'actions, suivi et évaluation de son impact ;
- un programme de formation interne réalisé par ENGIE *University* avec pour cible prioritaire les chefs de projet ou *business developers*.

[SBM-2 45b] En fin d'année 2023, la démarche de double matérialité a contribué à recueillir les intérêts et points de vue des principales parties prenantes sur les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance, liés aux activités du Groupe. Ces consultations ont abouti à une convergence globale de points de vue sur la priorisation des enjeux environnementaux et sociaux avec la priorisation issue du travail de chiffrage des impacts socio-environnementaux.

[SBM-2 45d] Les rencontres des différents niveaux de l'organisation du Groupe (local, régional, national, Groupe) avec ses parties prenantes permettent une information en continu du management et des organes de gouvernance. Les principales controverses font notamment l'objet d'un *reporting* régulier au Comité Exécutif (Comex) et à chaque séance du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD), en amont de la séance du Conseil d'Administration. Le Comité des Parties Prenantes qui réunit chaque année plusieurs membres de la Société civile autour de choix et de projets stratégiques du Groupe a fait l'objet d'un échange le 19 décembre 2024 en vue de sa réunion du 27 janvier 2025 en présence du Président du Conseil d'Administration et de la Directrice Générale. Il a permis de partager les résultats de l'analyse de double matérialité et de recueillir les observations des participants afin d'en tenir compte, dans la mesure du possible, lors du prochain exercice d'analyse de double matérialité.

ENGIE tient compte au maximum du point de vue des parties prenantes impactées dans la conduite de ses projets, en veillant à ne pas remettre en cause leur équilibre économique. Par exemple, lors de la prolongation de parcs éoliens arrivés en fin de vie, le renouvellement ou *repowering* des éoliennes évite toute augmentation de l'emprise au sol qui est un paramètre sensible sur les territoires. Lors de l'étude du renforcement de la stratégie climatique du Groupe, la demande par certains investisseurs d'un strict respect d'une trajectoire 1,5 °C a été étudiée de façon approfondie sans toutefois emporter la décision du Groupe qui en a expliqué publiquement les raisons dans son cahier climat 2024 (https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-05/Engie%20RI_Version%20FR_2105.pdf), reprises en Section 3.1.2.1 "Changement climatique".

3.1.1.2.4 Les objectifs de durabilité et leur évaluation au regard du modèle d'affaires et des parties prenantes [SBM-1 40 e,f]

Le tableau ci-après décrit les objectifs ESG 2030 du Groupe et détaille les activités, les zones géographiques et les parties prenantes qu'ils concernent. Les résultats 2024 sont présentés en Section 1.5.2.

		Gouvernance & norme	
Objectifs	**Cibles 2030**	**revu par**	**ESRS**
Émissions totales de GES, scopes 1, 2 (*location-based*) et 3 *(en Mt CO2 éq.)* (1)	120/140	CEEDD	E1
Accompagnement des clients : émissions de GES évitées par des offres et services d'ENGIE *(en Mt CO_2 éq.)*	65/85	CEEDD	E1
Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 *(en Mt CO_2 éq.)* □□	26/36	CEEDD	E1
Émissions de GES liées aux ventes de commodités (énergies et combustibles), scopes 3.3.D et 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	63/83	CEEDD	E1
dont émissions de GES liées aux ventes de combustibles, scope 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	36/46	CEEDD	E1
Émissions de méthane des infrastructures gaz, scope 1 *(en Mt CO_2 éq.)*	-50% vs 2017	CEEDD	E1
Part des capacités d'énergie renouvelable dans la production d'électricité (@100% et hors stockage d'énergie) □□	58%/66%	CEEDD	E1
Part des top 250 fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés SBT	100%	CEEDD	E1
Neutralisation des émissions liées aux pratiques de travail *(en Mt CO_2 éq.)*	0	COMEX	E1
Taux de réduction des émissions de NOx vs 2017	-75%	COMEX	E2
Taux de réduction des émissions de SOx vs 2017	-98%	COMEX	E2
Taux de réduction des émissions de particules totales vs 2017	-60%	COMEX	E2
Consommation d'eau douce par énergie produite *(m^3/MWh)*	0,1	CEEDD	E3
Taux de mise en place d'une gestion écologique des sites - notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques - pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe	100%	CEEDD	E4
Taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants par million d'heures travaillées	1,5	CEEDD	S1
Taux de mortalité par million d'heures travaillées chaque année	0	CEEDD	S1
Taux de femmes cadres □□	40%/60%	CEEDD	S1
Équité salariale femmes/hommes	<2%	CEEDD	S1
Part des apprentis dans les effectifs en CDI et en CDD en France hors entités régulées GRDF et GRTgaz	>10%	CEEDD	S1
Taux d'effectif formé chaque année	100%	CEEDD	S1
Indice d'achats responsables (hors achats d'énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	100	CEEDD	S2
Taux d'activité avec un plan environnemental établi en concertation avec les parties prenantes	100%	CEEDD	S3
Taux d'activité avec un plan sociétal pour la concertation avec les parties prenantes	100%	COMEX	S3
Taux de formation du personnel le plus exposé au risque de corruption	>95%	CEEDD	G1

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

(1) *Émissions de GES de scope 1 et de scope 2 vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

Activités concernées							Zones géographiques				Parties prenantes concernées							
											Clients			Autres parties prenantes				
Renouvelables	Infrastructures	*Energy Solutions*	*FlexGen*	*Retail*	GEMS	Nucléaire	Amérique du Nord	Amérique du Sud	Europe	Asie, Moyen-Orient, Afrique	B2B & partenaires industriels	B2T	B2C	Fournisseurs & sous-traitants	Salariés	Territoires	Partenaires financiers & actionnaires	Société civile
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
•	•	•		•	•		•	•	•	•	•	•		•	•	•		•
		•	•				•	•	•	•	•	•		•	•	•	•	•
•	•	•	•	•	•		•	•	•		•	•	•		•	•	•	•
	•	•		•	•			•	•		•	•	•		•	•	•	•
	•							•	•						•	•		•
•		•	•			•	•	•	•	•	•	•		•	•	•	•	•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•		•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•	•		•
•	•	•	•				•	•	•	•				•	•	•		•
	•	•	•				•	•	•	•				•	•	•		•
	•	•	•				•	•	•	•				•	•	•		•
	•		•			•		•	•	•					•	•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•	•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•	•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•	•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•			
•	•	•	•	•	•				•						•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•				
•	•	•	•		•	•	•	•	•	•				•	•	•	•	•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•		•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•			

3.1.1.3 Gouvernance de la responsabilité ESG

3.1.1.3.1 Rôle et responsabilités des instances de gouvernance [GOV-1]

Rôle et responsabilité du Conseil d'Administration sur les questions de durabilité

[GOV-1 20 ; GOV-1 21 (a, b, c, d, e)] L'organisation et le fonctionnement de la gouvernance du Groupe sont détaillés en Section 4.1. De manière plus précise :

- les Sections 4.1.1 et 4.1.1.7 renvoient à la composition et la diversité du Conseil d'Administration ;
- la Section 4.1.2 renvoie aux rôles et responsabilité du Conseil d'Administration ;
- la Section 4.1.1.7 renvoie aux expertises et aux compétences du Conseil d'Administration ;
- la Section 4.1.3 renvoie à la Direction Générale.

[GOV-1 20b] [GOV-1 22a] Les travaux du Conseil d'Administration ont été préparés par les comités en fonction des expertises qui leurs sont propres :

- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) a revu, d'une part, les Impacts, Risques et Opportunités (IRO), leur influence sur le modèle d'affaires et sur la stratégie et, d'autre part, les politiques, les plans d'actions et les objectifs associés ;
- le Comité d'Audit assure le suivi de tous les indicateurs clés de performance financière et de durabilité (KPIs) et plus généralement du processus d'élaboration des informations de durabilité ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) a revu la définition et le suivi des mesures de rémunération incitatives du management liées à la performance ESG du Groupe.

[GOV-1 20c, GOV-1 23a] L'expertise et les compétences des organes de gouvernance en ce qui concerne les enjeux de durabilité sont présentées en Section 4.1.1.7 dans le tableau intitulé “Compétences individuelles clefs des Administrateurs”. La formation des Administrateurs est traitée dans les Sections 4.1.1.9 et 4.1.2.3.

Rôle et responsabilités de la Direction Générale

[GOV-1 20] La Direction Générale est présentée en Section 4.1.3

[GOV-1 22a, b, ci, cii, ciii, d] La plupart des membres du Comité Exécutif (Comex) sont référents d'un ou de plusieurs enjeux liés aux IRO matériels comme illustré dans la démarche de double matérialité en **[IRO-1 53d].** Ces référents valident les objectifs et suivent l'avancement des plans d'actions associés à ces IRO matériels avant toute présentation au CEEDD, puis au Conseil d'Administration.

En 2024, la supervision du processus de production et de contrôle de la qualité de l'information de durabilité a été assurée par le Comité opérationnel de pilotage CSRD (*Steerco* CSRD) sous la responsabilité conjointe de la Direction Financière et de la Direction ESG. La feuille de route d'adaptation du dispositif de contrôle interne lié à l'information de durabilité est en cours de développement (voir Section 3.1.1.5.2 "Contrôle interne de l'état de durabilité").

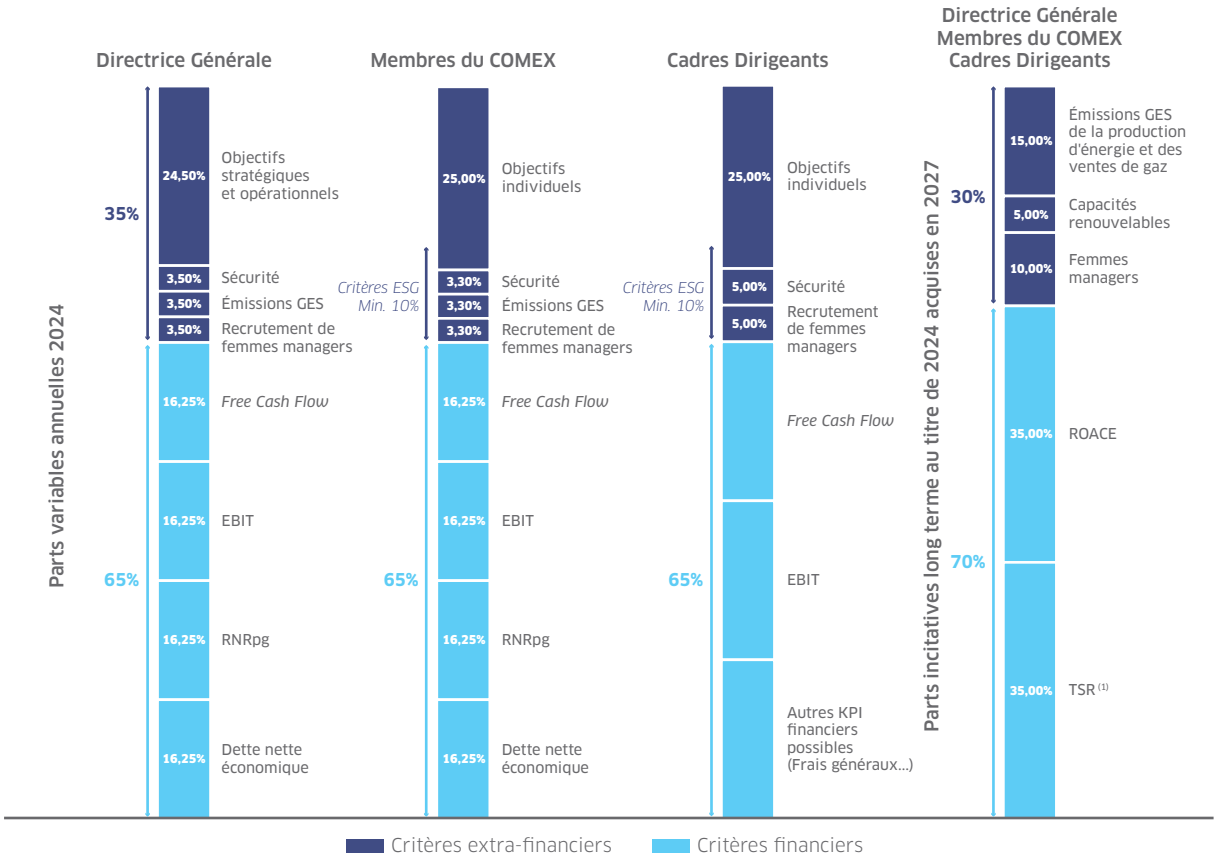
[GOV-1 23] En 2024, des sessions dédiées (*Deep-dive*) sur la Directive CSRD et les sujets de durabilité ont été organisées à destination des membres du Comex.

3.1.1.3.2 Incitation des organes de direction [GOV-3]

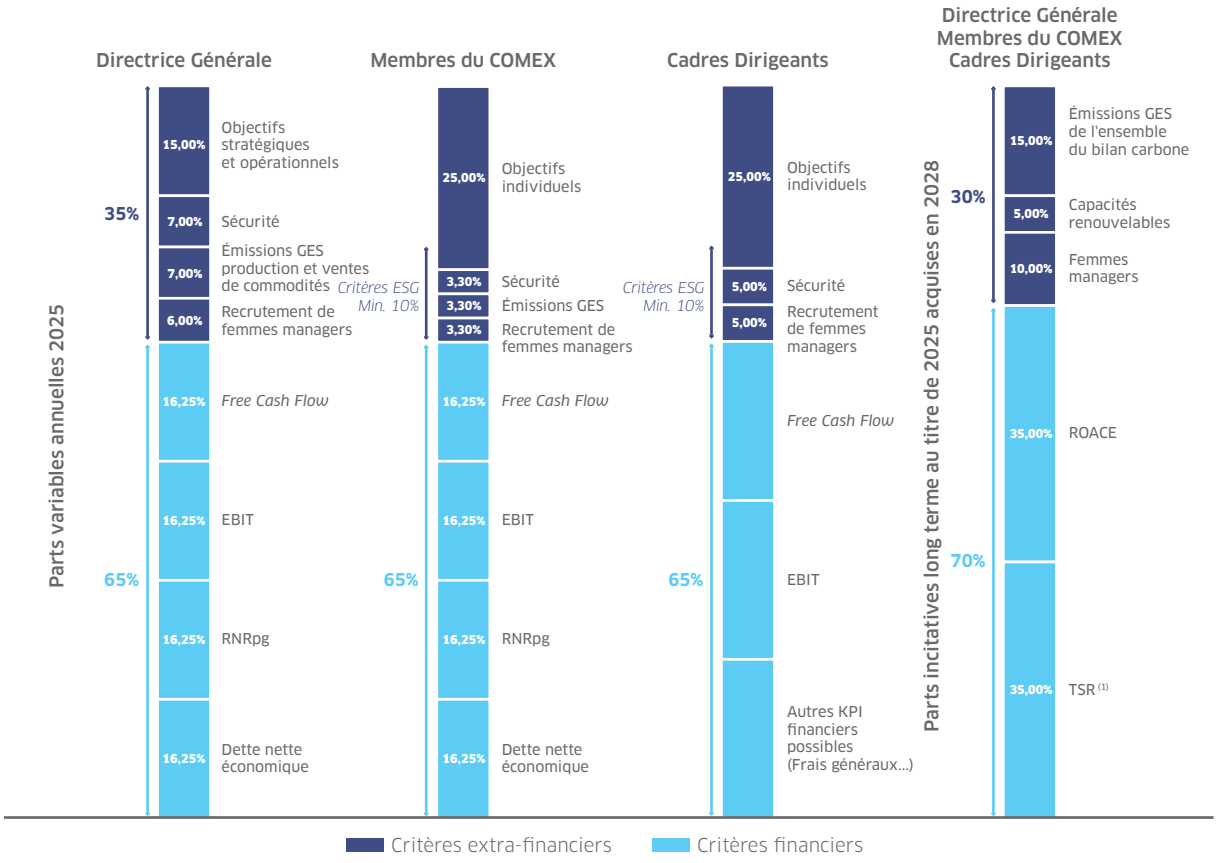
[GOV-3 29 a, e] La présentation des mécanismes d'incitation, leur modalité d'approbation et d'actualisation sont détaillées en Section 4.2.

[GOV-3 29 b, c] Le graphique suivant synthétise la part des critères retenus en cible pour l'année 2024 et ceux proposés pour l'année 2025. Les critères extra-financiers incluent des critères ESG. Les objectifs individuels ne sont pas nécessairement de nature extra-financière (ex. objectifs *Business*). Ils sont définis selon les prérogatives de chaque membre du Comex ou autre cadre dirigeant. Les évolutions portent sur les points suivants :

RÉMUNÉRATIONS VARIABLES ANNUELLES ET INCITATIVES LONG TERME AU TITRE DE 2024



PROPOSITIONS DE RÉMUNÉRATIONS VARIABLES ANNUELLES ET INCITATIVES LONG TERME AU TITRE DE 2025



(1) Comparé à l'indice Eurostoxx, Utilities

[GOV-3 29d] La proportion-cible de la rémunération variable dépendant d'objectifs en matière extra-financière est de 35% pour la Directrice Générale, pour les autres membres du Comex et les autres cadres dirigeants.

La proportion-cible de la rémunération incitative long-terme dépendant d'objectifs en matière extra-financière est de 30% pour la Directrice Générale, les autres membres du Comex et les autres cadres dirigeants.

3.1.1.3.3 Implication des instances de gouvernance [GOV-2]

[GOV-2 24, 25, 26a, b, c] La manière dont les organes de gouvernance sont informés des enjeux de durabilité et la manière dont ils ont été traités au cours de l'année 2024 est présentée en Section 4.1.2.4 dans les tableaux récapitulant "les principales missions et activités en 2024" de chaque Comité.

3.1.1.3.4 Déclaration sur la vigilance raisonnable [GOV-4]

Conformément à la loi française n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, ENGIE publie un plan de vigilance (voir Section 3.2). Ce plan regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE pour identifier et prévenir les risques d'impacts négatifs sur les personnes et l'environnement liés à ses activités et à celles de ses sociétés contrôlées, ainsi qu'aux activités de ses sous-traitants ou fournisseurs avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie. Les informations portant sur le processus de vigilance raisonnable présentes dans l'état de durabilité sont détaillées dans la table de correspondance en annexe 3.1.5.4.

3.1.1.4 Processus de double matérialité

3.1.1.4.1 Description de la méthodologie [IRO-1]

[IRO-1 51, 52] Le Groupe a mené entre fin 2023 et mi-2024 une analyse de double matérialité de ses enjeux ESG et des Impacts, Risques et Opportunités (IRO) associés. Cette analyse, réalisée pour la première fois selon les normes ESRS a permis de compléter et d'approfondir l'analyse de matérialité utilisée par le Groupe dans le passé. Ce premier exercice de double matérialité selon le référentiel des ESRS sera mis à jour en cas d'évènement majeur susceptible d'impacter les résultats de l'analyse de double matérialité.

La norme ESRS-1 demande de conduire deux analyses en parallèle : d'un côté, celle des impacts positifs ou négatifs, réels ou potentiels, à court, moyen ou long-terme, de l'activité de l'entreprise sur l'environnement ou la société : soit la **matérialité d'impact** ; et de l'autre, celle de leurs effets, risques ou opportunités, réels ou potentiels, à court, moyen ou long-terme, sur la performance financière de l'entreprise : soit la **matérialité financière**. Ces deux matérialités d'impact et financière étant généralement interdépendantes, les liens entre ces deux dimensions sont pris en compte.

PRÉSENTATION DE LA DOUBLE MATÉRIALITÉ



Les travaux réalisés pour l'analyse de double matérialité se sont appuyés sur :

- l'expertise du Groupe en matière d'évaluation des enjeux ESG et de leurs impacts ;
- l'expertise d'un cabinet de conseil externe pour assurer la robustesse de la méthodologie déployée ;
- la mobilisation de ses parties prenantes internes et externes qui ont été consultées comme détaillé ci-après.

Détermination des IRO et de leur matérialité [IRO-1 53a, b]

La détermination des IRO matériels d'ENGIE s'est faite en trois étapes :

1) l'identification des principaux thèmes ou enjeux ESG pour ENGIE ;
2) l'identification des IRO potentiellement matériels liés à ces enjeux ;
3) l'évaluation de la matérialité des IRO et la sélection des IRO matériels.

Ces étapes sont détaillées ci-après.

Étape 1 – Identification des principaux enjeux de durabilité pour ENGIE

Le travail d'identification des principaux enjeux pour ENGIE, dont les conclusions ont été validées par le Comex, s'est appuyé sur la précédente analyse de matérialité du Groupe, sur l'analyse des normes thématiques ESRS – notamment la liste des thèmes et enjeux couverts par ESRS thématique, incluse dans l'annexe AR16 de la norme ESRS 1 "Enjeux de durabilité à inclure dans l'évaluation de la matérialité" [(1)] - , sur les sujets ESG abordés par les normes internationales de *reporting* (GRI, SASB), et sur une revue des pratiques des pairs du secteur de l'énergie.

Cette analyse a conduit à 16 enjeux ESG pertinents pour ENGIE couverts par les ESRS thématiques à l'exception d'un enjeu intitulé "Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle" qui a été ajouté et intégré aux enjeux de conduite des affaires. Il s'agit d'un enjeu non couvert par les ESRS (AR-16) mais qui revêt une importance forte.

(1) *Conformément au FAQ de l'EFRAG "ID 177 - AR 16 to DP mapping", cette annexe AR 16 doit être effectivement prise en compte lors de l'évaluation de la matérialité, sans nécessairement évaluer la matérialité de chaque sous-thème ou chaque sous-sous-thème.*

RÉPARTITION DES ENJEUX ENGIE AVEC LES NORMES THÉMATIQUES ESRS

Normes ESRS		Traduction en enjeux pour ENGIE	Supervision par un membre du Comex
ESRS E1	Changement climatique	Adaptation au changement climatique	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
		Atténuation du changement climatique et transition énergétique	
ESRS E2	Pollution	Pollutions industrielles	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS E3	Eau et ressources marines	Eau douce	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS E4	Biodiversité et écosystèmes	Biodiversité et écosystèmes	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Utilisation des ressources et économie circulaire	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS S1	Personnel de l'entreprise	Conditions de travail et dialogue social	Directeur Général adjoint en charge des Ressources Humaines et du Corporate
		Équité et diversité	
		Talents et compétences	
ESRS S1 ESRS S2	Personnel de l'entreprise et Travailleurs de la chaîne de valeur	Santé sécurité au travail	Directeur Général adjoint en charge de la Transformation et des Géographies et de la production nucléaire
ESRS S2	Travailleurs de la chaîne de valeur	Travailleurs de la chaîne de valeur	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS S3	Communautés affectées	Communautés affectées	Directrice Générale adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication
ESRS S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Consommateurs et utilisateurs finals	Directeur Général adjoint en charge des activités *FlexGen & Retail* et responsable des activités hydrogène
ESRS G1	Conduite des affaires	Éthique des affaires	Directrice Générale adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication
		Achats durables	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
		Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle (1)	Directrice Générale adjointe en charge de la data, du digital et de l'IT, Directrice Générale adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication, Directeur Général adjoint en charge de la Transformation et des Géographies et de la production nucléaire

(1) Enjeux spécifiques à ENGIE non couverts par les ESRS (AR-16).

Étape 2 – Identification des IRO liés aux 16 enjeux ESG

[IRO-1 53] Pour identifier les IRO liés aux 16 enjeux ESG, ENGIE, accompagné par un cabinet conseil externe, a mobilisé plusieurs parties prenantes internes et externes sous forme d'ateliers :

- Atelier "Informations générales sur la méthodologie retenue" ;
- Atelier "Climat et économie circulaire" ;
- Atelier "Biodiversité, pollution et eau" ;
- Atelier "Main-d'œuvre sociale et personnelle" ;
- Atelier "Chaîne de valeur" ;
- Atelier "Gouvernance".

Ces ateliers, qui ont associé tous les métiers et géographies du Groupe en fonction de leur secteur d'activité et de leur expertise dans les enjeux identifiés, ont permis d'identifier et de consolider une première liste d'IRO potentiellement matériels. Toutes les GBU ont été représentées dans ces ateliers afin de tenir compte d'éventuelles spécificités qui peuvent exister dans un métier ou activité particulier.

Ces IRO peuvent concerner les activités propres d'ENGIE et/ou celles des parties prenantes amont ou aval de sa chaîne de valeur.

Étape 3 – Évaluation de la matérialité des IRO

Après avoir dressé la liste des IRO potentiellement matériels, ENGIE a déterminé leur matérialité en suivant deux étapes : leur notation puis la détermination d'un seuil de matérialité.

Pour évaluer la matérialité d'impact et la matérialité financière, les principaux paramètres ci-dessous ont été évalués selon une échelle de notation entre 0 et 3 sur la base d'éléments essentiellement qualitatifs :

- **pour la matérialité d'impact** : l'amplitude et l'étendue pour les impacts réels, le caractère irrémédiable de l'impact pour les impacts négatifs réels, et la probabilité d'occurrence pour les impacts potentiels. Dans le cas d'un impact négatif potentiel, la gravité de l'impact l'emporte sur sa probabilité. Cette approche a été étendue à l'ensemble des impacts négatifs potentiels, au-delà de ceux affectant les droits de l'Homme. Ainsi, ENGIE a choisi de relever les niveaux de la probabilité de ces impacts entre très rare et certain pour éviter qu'une probabilité trop faible amoindrisse la sévérité d'un impact ;
- **pour la matérialité financière** : les effets actuels et futurs sur la performance financière de l'entreprise en considérant conjointement la probabilité d'occurrence et l'ampleur potentielle.

La notation des IRO a mobilisé :

- pour les Impacts socio-environnementaux, les participants aux ateliers d'identification (experts de l'entreprise et des GBU) ;
- pour les Risques et Opportunités financières, les experts de la Direction Financière et de la Direction des Risques et Assurances - en charge de la démarche *Enterprise Risk Management* (ERM) du Groupe - avec une supervision de la Direction de la Stratégie notamment sur les Opportunités.

En ce qui concerne les Risques et Opportunités, des ateliers spécifiques ont été organisés pour évaluer l'effet financier, IRO par IRO, afin d'assurer la cohérence avec la méthodologie globale de gestion des risques du Groupe (*ERM*) et les états financiers. Les Risques et Opportunités ont été évalués en considérant une occurrence déterminée par une moyenne entre un impact actuel et un impact futur (à moyen ou long terme). Ces impacts ont pris en compte des indicateurs financiers du Groupe (exemple : EBIT, dette nette ou CAPEX) sur une période de trois ans, en cohérence avec le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) du Groupe pour rendre compte des risques résiduels affectant les activités du Groupe, tels que présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle interne".

[IRO-1 53e] La notation des IRO a été transposée aux enjeux ESG auxquels ils sont rattachés, facilitant leur appropriation notamment par les parties prenantes externes.

Dans cet exercice de double matérialité, les dépendances à l'égard de la nature sont considérées comme implicites dans les IRO liés à la consommation d'eau ou à la pression sur les ressources.

Enfin, pour intégrer l'intérêt et le point de vue des parties prenantes (fournisseurs, clients, communautés affectées, société civile, salariés, actionnaires) ENGIE les a impliquées via des entretiens individuels, en prenant soin de recueillir ce qui était le plus important pour elles en termes d'impacts socio-environnementaux au niveau des enjeux de durabilité. Seuls les représentants internes des communautés affectées ont été directement interrogés sur l'importance des impacts. Les parties prenantes externes ont été sélectionnées par les fonctions commerciales, financières ou stratégiques du Groupe sur la base de leurs principaux contacts.

Toutes ces consultations externes ont été menées par un conseil externe, sans la présence d'ENGIE, et ont été précédées d'un *briefing* sur le contexte et la méthode. L'ensemble de ces entretiens a permis de classer les enjeux en trois catégories, hiérarchisés de 1 (haute priorité) à 3 (faible priorité).

L'illustration ci-dessous fait le bilan comparé des évaluations des enjeux ESG pour "la société civile" d'une part et pour les clients, fournisseurs qualifiés de "partenaires économiques" d'autre part. Au vu des résultats obtenus, les conclusions des deux types de parties prenantes sont de fait très majoritairement alignées.

BILAN COMPARÉ DES ÉVALUATIONS DES ENJEUX ESG PAR LA SOCIÉTÉ CIVILE ET PAR LES PARTENAIRES ÉCONOMIQUES

Normes ESRS		Enjeux	Société civile	Partenaires économiques
ESRS E1	Changement climatique	Adaptation aux conséquences du changement climatique	★★☆	★★☆
		Atténuation du changement climatique et transition énergétique	★★★	★★★
ESRS E2	Pollution	Pollutions industrielles	★★★	★★★
ESRS E3	Eau et ressources marines	Préservation des ressources en eau	★★☆	★★☆
ESRS E4	Biodiversité et écosystèmes	Biodiversité et écosystèmes	★★☆	★★☆
ESRS E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Utilisation des ressources et économie circulaire	★★★	★★☆
ESRS S1	Personnel de l'entreprise	Conditions de travail et dialogue social	★★☆	★★☆
		Équité et diversité	★★☆	★★☆
		Talents et compétences	★★☆	★★★
ESRS S1 ESRS S2	Personnel de l'entreprise et Travailleurs de la chaîne de valeur	Santé sécurité des travailleurs	★★☆	★★★
ESRS S2	Travailleurs de la chaîne de valeur	Travailleurs de la chaîne de valeur	★★☆	★★★
ESRS S3	Communautés affectées	Communautés affectées	★★☆	★★★
ESRS S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Consommateurs et utilisateurs finals	★★★	★★★
ESRS G1	Conduite des affaires	Éthique et conduite des affaires	★☆☆	★★★
		Achats durables	★★☆	★★☆
		Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle	★★☆	★★☆

★★★ *Priorité 1 : toutes les parties prenantes ont identifié le sujet comme prioritaire*
★★☆ *Priorité 2 : certaines parties prenantes ont identifié le sujet comme prioritaire mais pas toutes*
★☆☆ *Priorité 3 : non priorisé par les parties prenantes durant la consultation*

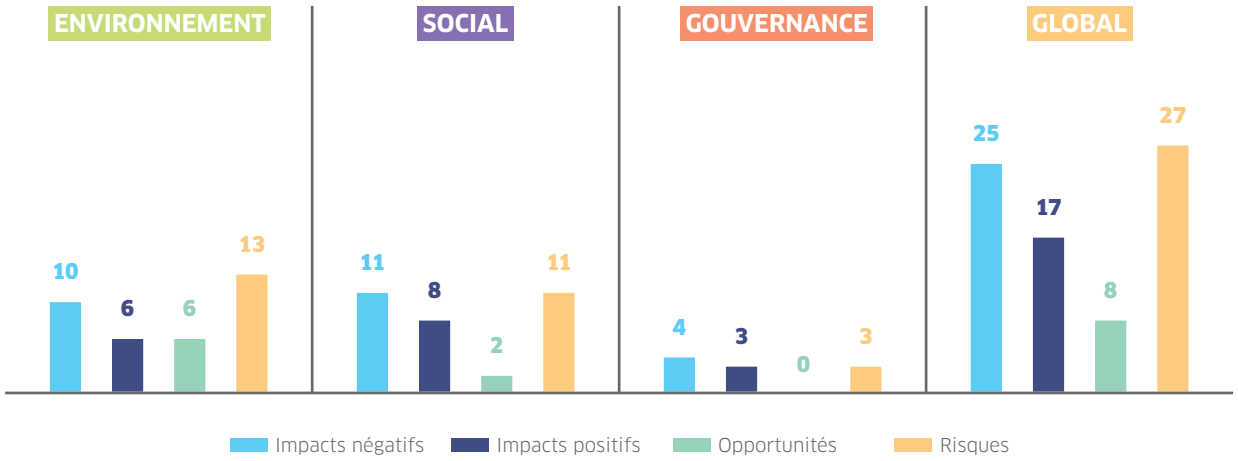
[IRO-1 53d] Appropriation des IRO matériels par les organes de gouvernance du Groupe

Sous la supervision du Comex, les Directeurs Généraux Adjoints d'ENGIE ont revu et validé les IRO matériels répartis sur leur périmètre de responsabilités comme illustré dans le tableau en étape 1 *Répartition des enjeux ENGIE avec les normes thématiques ESRS*.

Résultat de la démarche de double matérialité

L'application du seuil de matérialité et l'appropriation des IRO matériels par les instances de gouvernance du Groupe a permis de conclure le premier exercice de double matérialité d'ENGIE avec une liste de 77 IRO matériels. Ces IRO matériels ont été formellement approuvés par le Comex du 12 avril 2024, puis par le Conseil d'Administration du 24 septembre 2024.

RÉPARTITION DES 77 IRO EN IMPACTS POSITIFS, NÉGATIFS, RISQUES ET OPPORTUNITÉS



[ESRS-1 104] Lors de l'exercice d'analyse de la double matérialité, certaines filiales du Groupe ont identifié des IROs matériels qui leur sont propres en raison d'activités spécifiques, mais qui n'ont pas été identifiés comme matériels au niveau du Groupe :

- **Electrabel :** Electrabel SA, filiale belge du Groupe, exploite et opère les réacteurs nucléaires de Doel et de Tihange en Belgique et ne porte plus qu'une responsabilité, encadrée par la loi, sur la gestion et l'entreposage des déchets radioactifs issus des deux sites. La production d'électricité d'origine nucléaire génère des déchets d'exploitation, des déchets de démantèlement, et du combustible épuisé radioactifs, qui doivent être traités de manière adaptée aux dangers qu'ils représentent, pour être ensuite entreposés et stockés de manière définitive par l'organisme national de gestion des déchets radioactifs (ONDRAF). L'accord signé avec le Gouvernement belge le 13 décembre 2023, et la loi du 26 avril 2024, encadrent la responsabilité d'Electrabel quant à la gestion des déchets, incluant la fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires, transférant ainsi cette obligation au Gouvernement belge. Electrabel devra assurer leur conditionnement en conformité avec les critères contractuels de transfert, avant leur remise à l'ONDRAF.
- **Infrastructures énergétiques :** les émissions de méthane ont un impact environnemental matériel compte tenu des activités des infrastructures énergétiques contrôlées ou opérées par le Groupe via des filiales indépendantes (GRDF, GRTgaz, Storengy, Elengy et Distrigaz Sud).

Les objectifs du Groupe relatifs à ce thème sont présentés à la Section 3.1.2.1.4.

[IRO-1 53 f] Les opportunités ont été évaluées avec l'aide de la Direction Financière et de la Direction de la Stratégie, afin d'identifier celles qui pourraient avoir notamment des effets financiers.

Valeurs d'entrées [IRO-1 53 g, h]

L'analyse et l'évaluation des IRO ont été basées sur la consultation des parties prenantes et trois sources de données :

1) les seuils financiers pour évaluer les risques et opportunités de l'analyse annuelle des risques résiduels du Groupe (ERM) ;
2) l'analyse de la précédente matérialité réalisée en 2020 dans le cadre de la Déclaration de Performance extra-financière (directive *NFRD*) ;
3) les données d'un benchmark réalisé en septembre 2023 sur la démarche de double matérialité de certains des pairs.

Exigences de publication au titre des ESRS couvertes par le présent état de durabilité [IRO-2]

La table de concordance entre les ESRS et l'analyse de double matérialité du Groupe ainsi que la liste des points de données des normes transversales et thématiques qui découlent d'autres législations de l'UE sont disponibles dans la Section 3.1.5 "Annexes".

3.1.1.4.2 Impacts, risques et opportunités matériels [SBM-3]

DESCRIPTION DES IRO

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
E1	Adaptation aux conséquences du changement climatique	Risque	Augmentation des évènements extrêmes en raison du changement climatique : baisse des revenus (interruption d'activité) et augmentation des coûts (réparations, assurance, chaine de valeur, ..).		•	•									•	•	•	Toutes
E1	Adaptation aux conséquences du changement climatique	Risque	Évolution régulière et significative du climat menant à une baisse de la production ou de la demande d'énergie : changement des chroniques de pluie, de vent, des températures ou de l'ensoleillement et demande de chaleur réduite (ex : baisse de vente de gaz aux réseaux de chaleur).		•	•									•	•	•	Toutes
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Impact négatif	Changement climatique dû aux émissions de GES générées par la combustion de combustibles fossiles pour la génération et la vente d'énergie (principalement l'électricité et le gaz).		•	•	•		•			•	•		•	•	•	*FlexGen & Retail Energy Solutions* GEMS (Supply)
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Impact positif	Contribuer à la décarbonation des clients via la vente de produits et de services verts.	•	•	•	•		•		•		•		•	•	•	*Energy Solutions Retail* GEMS (PPA)
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Impact positif	Accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, en développant les énergies renouvelables et les solutions apportant de la flexibilité.	•	•	•	•		•			•	•		•	•	•	Renouvelables *FlexGen*
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Impact positif	Assurer la mission de service public d'ENGIE via une chaîne de valeur robuste et résiliente (approvisionnement, production, stockage, distribution, etc.).	•	•		•			•		•	•		•	•	•	Infrastructures *Retail*
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Risque	Modification des réglementations ou des normes nationales liées à la transition énergétique et au climat entraînant des répercussions sur les activités du Groupe.		•										•	•	•	Toutes
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Risque	Faible demande totale de gaz dans les activités gazières d'ENGIE (transport, distribution, stockage, production et vente) et retard dans la conversion au gaz vert, entraînant une baisse des revenus et des dépréciations (par exemple, actifs échoués).		•	•									•	•	•	Infrastructures *FlexGen & Retail* GEMS
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Opportunité	Financer l'innovation grâce à l'amélioration des conditions du marché rendue possible par les subventions des gouvernements nationaux ou les changements réglementaires (par exemple, Amérique du Nord et IRA).		•										•	•		Toutes
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Opportunité	Accélérer la production de gaz et d'électricité renouvelables ou décarbonés en augmentant la taille et la part de marché, ce qui se traduira par une hausse des recettes : électricité renouvelable, nucléaire, gaz bas carbone (H_2 vert, biométhane, e-méthane), captage du carbone (CCUS), etc.		•										•	•	•	Toutes
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Opportunité	Soutenir le modèle d'acteur énergétique intégré, développer des solutions flexibles (BESS, pompage-turbinage, CCGT) et l'expertise sur les marchés de l'énergie pour tirer parti de la volatilité de l'énergie et des prix (production renouvelable, changement climatique, etc.).		•										•	•	•	Toutes

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
E2	Pollutions industrielles	Impact négatif	Pollution des sols et de l'eau du fait des opérations directes avec un impact sur la santé humaine ou les écosystèmes.		•		•		•	•	•		•		•	•	•	*FlexGen* Renouvelables Infrastructures *Energy Solutions*
E2	Pollutions industrielles	Impact négatif	Pollution des sols et de l'eau, y compris les zones d'extraction de matières premières, avec un impact sur la santé humaine ou les écosystèmes du fait de la chaîne de valeur.	•			•		•	•	•			•	•	•		*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions*
E2	Pollutions industrielles	Impact négatif	Pollution atmosphérique engendrée par les rejets de fumées issues de la combustion des centrales thermiques (Nox, Sox, PM et autres), qui peut avoir un impact sur la santé humaine et les écosystèmes.		•		•		•	•	•		•		•	•	•	*FlexGen*
E2	Pollutions industrielles	Impact positif	Le besoin en surface au sol du solaire, de l'éolien, des batteries ou de l'hydrogène peut permettre de valoriser des terrains pollués et générer des revenus utiles aux efforts de restauration.		•		•		•		•		•		•	•	•	Renouvelables *Energy Solutions*
E2	Pollutions industrielles	Risque	Risque de réputation en cas d'accident ou de mauvaise gestion des problèmes de pollution.		•	•									•	•	•	*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions* Infrastructures
E2	Pollutions industrielles	Risque	Risque d'amendes, de pénalités, de compensations, voire de ralentissement de l'activité ou de perte du permis d'exploitation en raison du non-respect des réglementations en matière de pollution industrielle et de l'impact sur la santé des communautés locales.		•										•	•	•	*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions* Infrastructures
E2	Pollutions industrielles	Risque	Affaiblissement ou interruption de la chaîne d'approvisionnement et de la production en raison de l'incapacité des partenaires à se conformer aux exigences environnementales.	•											•	•	•	Toutes
E3	Préservation des ressources en eau	Impact négatif	Utilisation importante d'eau douce pour assurer le refroidissement des centrales thermiques et nucléaires et le fonctionnement des terminaux méthaniers.		•		•		•	•	•		•		•	•	•	Nucléaire *FlexGen* Infrastructures
E3	Préservation des ressources en eau	Impact négatif	Consommation importante d'eau douce pour l'extraction de matières premières dans la chaine de valeur, y compris les carburants.	•			•		•	•	•			•	•	•	•	Toutes
E3	Préservation des ressources en eau	Risque	Ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité suite à des contraintes sur le fonctionnement des sites de production et des activités industrielles dues à des pénuries d'eau, à des températures de rivière inadaptées, à des conflits d'usage, à des restrictions d'usage et à des exigences réglementaires accrues.		•										•	•	•	Toutes
E3	Préservation des ressources en eau	Risque	Amendes et pénalités pour non-respect des réglementations en matière d'utilisation de l'eau.		•										•	•	•	Nucléaire *FlexGen* Infrastructures
E3	Préservation des ressources en eau	Opportunité	Demande croissante de projets de dessalement répondant à des normes environnementales élevées.		•										•	•	•	*FlexGen*
E4	Biodiversité et écosystèmes	Impact négatif	Impact des chantiers de construction sur les habitats, la flore et la faune (continuité écologique terrestre et aquatique/ artificialisation des sols).	•	•		•		•			•	•		•	•	•	Renouvelables *FlexGen Energy Solutions* Infrastructures
E4	Biodiversité et écosystèmes	Impact négatif	Perturbation des milieux terrestres et aquatiques / artificialisation des sols, liée à l'exploitation des sites industriels (y compris les parcs éoliens offshore, etc.).		•		•		•		•		•		•	•	•	Renouvelables *FlexGen Energy Solutions* Infrastructures

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
E4	Biodiversité et écosystèmes	Impact négatif	Destruction de la biodiversité sur les sites d'extraction et de transformation des matières premières sur l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe.	•			•		•		•			•	•	•	•	Toutes
E4	Biodiversité et écosystèmes	Impact positif	Mise en place de projets de séquestration du carbone ayant un impact positif sur la biodiversité et les écosystèmes (Solutions basées sur la Nature).		•			•	•		•		•				•	*FlexGen Energy Solutions* Infrastructures GEMS
E4	Biodiversité et écosystèmes	Risque	Amendes et pénalités pour non-respect des réglementations environnementales relatives à la biodiversité.		•										•	•	•	*FlexGen Energy Solutions* Renouvelables Infrastructures Nucléaire
E4	Biodiversité et écosystèmes	Risque	Diminution de la rentabilité des projets en raison du renforcement des exigences réglementaires, ce qui peut conduire à l'abandon des projets (par exemple, obligations potentielles de mettre en œuvre des mesures de compensation très coûteuses, voire impossibles à mettre en œuvre, ou présence d'espèces protégées).		•								•		•	•	•	*FlexGen Energy Solutions* Renouvelables Infrastructures Nucléaire
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Impact négatif	Pressions sur les ressources, conflits d'usages et enjeux géopolitiques (par exemple, concurrence avec l'alimentation pour la production de biométhane, concurrence avec le bois, etc.).	•	•		•		•	•	•		•		•	•	•	Renouvelables *FlexGen Energy Solutions* Infrastructures GEMS
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Impact positif	Réduction de la demande de ressources résultant (i) de la baisse de la demande énergétique via l'efficacité énergétique, (ii) de l'écoconception des équipements et (iii) de l'optimisation de l'exploitation des actifs énergétiques.		•		•		•		•		•		•	•	•	Renouvelables *FlexGen Energy Solutions*
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Risque	Risque de contrepartie/fournisseur en cas d'incapacité à honorer les engagements contractuels sur les projets d'énergie renouvelable en raison de contraintes d'approvisionnement.	•	•	•									•	•	•	Renouvelables *Energy Solutions* GEMS
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Risque	Augmentation des coûts liés au démantèlement des infrastructures et au traitement des déchets générés.		•										•	•	•	Renouvelables *FlexGen Energy Solutions* Infrastrutures Nucléaire
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Opportunité	Forte demande de réseaux de chaleur et de froid et de méthanisation utilisant des ressources locales (biomasse, géothermie, chaleur fatale, fumier,...).		•										•	•	•	*Energy Solutions FlexGen* Infrastructures
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Opportunité	Réutilisation et modernisation des infrastructures du Groupe pour soutenir la transition énergétique (par exemple, charbon converti en biomasse, infrastructures gazières adaptées à l'hydrogène et au biogaz, turbines éoliennes).		•										•	•	•	*FlexGen Energy Solutions* Infrastructures
S1	Conditions de travail et dialogue social	Impact négatif	La dégradation du dialogue social et des négociations salariales, particulièrement dans un contexte de transformation / d'évolution stratégique du Groupe et/ou de changements dans la législation et la réglementation applicables à ses activités.		•			•		•	•		•		•	•	•	Toutes

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
S1	Conditions de travail et dialogue social	Impact positif	Le personnel du Groupe peut bénéficier à court, moyen et long termes d'une amélioration de ses conditions de travail et droits fondamentaux, notamment au travers de l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité et protection sociale, ainsi que grâce aux efforts du Groupe en matière de transition énergétique qui favorisent les activités et environnements de travail plus sains et plus sûrs.	•	•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S1	Conditions de travail et dialogue social	Risque	Risque juridique (paiement d'amendes, coûts de procédures et dommages) en cas de non-respect de la réglementation (droits des travailleurs).		•										•	•	•	Toutes
S1	Conditions de travail et dialogue social	Risque	L'augmentation incontrôlée du coût des avantages sociaux accordés aux anciens salariés (pensions de retraite, etc.).		•										•	•	•	Toutes
S1	Équité et diversité	Impact négatif	L'exposition au risque, pour les employés ou les candidats, de discrimination, de harcèlement ou de préjugés sur le lieu de travail.		•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S1	Équité et diversité	Impact positif	L'engagement du Groupe en faveur de la diversité, de l'équité et de l'inclusion, moteur d'impacts positifs sur la société.		•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S1	Équité et diversité	Risque	Le risque juridique (paiement d'amendes, coûts de procédures et dommages) en cas de non-respect de la législation et de la réglementation en vigueur.		•										•	•	•	Toutes
S1	Talents et compétences	Impact négatif	La perte potentielle d'emplois liée à l'évolution du modèle d'affaires d'ENGIE, à l'évolution du marché du travail et à l'introduction de technologies disruptives telles que l'IA générative.		•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S1	Talents et compétences	Impact positif	Le développement des compétences des salariés leur permettant d'améliorer leur employabilité et d'évoluer dans leur carrière (exemples : transition durable, digitalisation).		•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S1	Talents et compétences	Impact positif	La contribution d'ENGIE à l'amélioration des compétences et à l'adaptation de sa main-d'œuvre à de nouvelles professions, ainsi qu'à l'intégration de personnes marginalisées par le biais de nouvelles opportunités de travail dans son contexte de transformation.		•		•			•		•	•		•	•	•	Toutes
S1	Talents et compétences	Risque	Le risque d'inadéquation entre les ressources/compétences et les postes à pourvoir (risque de pénurie de personnes qualifiées, d'indisponibilité de personnel flexible pour répondre aux besoins, de perte de compétences clés en cas de départ, de mobilité ou de recrutement dans des lieux peu attractifs).		•										•	•	•	Toutes
S1	Santé et sécurité des travailleurs	Impact négatif	L'exposition des travailleurs à des risques susceptibles de porter atteinte à leur intégrité physique (accidents, risques sanitaires et maladies professionnelles).		•		•			•		•	•		•	•	•	Toutes
S1	Santé et sécurité des travailleurs	Impact négatif	L'exposition des travailleurs à des risques pouvant porter atteinte à leur intégrité psychologique (risques psychosociaux).		•		•			•		•	•		•	•	•	Toutes
S1	Santé et sécurité des travailleurs	Risque	Les risques juridiques (amendes, coûts des procédures, dommages et intérêts) dans le cas où l'entreprise est reconnue coupable.		•										•	•	•	Toutes
S1	Santé et sécurité des travailleurs	Risque	Le risque réputationnel dans les cas d'accidents graves (dont les accidents industriels) ou les allégations d'incidents graves.		•										•	•	•	Toutes

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
S2	Santé sécurité des travailleurs	Impact négatif	Exposition des travailleurs de la chaîne de valeur à des risques pouvant porter atteinte à leur intégrité physique (accidents) et psychologique (risques psychosociaux, pénibilité du travail) sur les sites d'ENGIE.	•	•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S2	Santé sécurité des travailleurs	Risque	Risque réputationnel dans les cas d'accidents graves impliquant les travailleurs de la chaîne de valeur de l'entreprise.	•	•										•	•	•	Toutes
S2	Santé sécurité des travailleurs	Opportunité	Amélioration de la compétitivité d'ENGIE dans le cadre de réponse à des appels d'offre (cahier des charges incluant la santé sécurité).		•										•	•	•	Toutes
S2	Travailleurs de la chaîne de valeur	Impact négatif	Participation à la violation des droits fondamentaux et des libertés des travailleurs dans la chaîne de valeur par l'achat de produits ou de services provenant de secteurs à haut risque.	•			•			•		•		•	•	•	•	Toutes
S2	Travailleurs de la chaîne de valeur	Impact positif	Contribuer à l'accès à un emploi décent pour les travailleurs de la chaîne de valeur, notamment dans le cadre des activités liées à la Transition juste.	•			•			•		•		•	•	•	•	Toutes
S2	Travailleurs de la chaîne de valeur	Risque	Les risques juridiques et de réputation (paiement d'amendes, coûts de remise en état, frais de procédure et paiement de dommages-intérêts) en cas de manquement au devoir de diligence.	•	•										•	•	•	Toutes
S3	Communautés affectées	Impact négatif	Impact des activités de la chaîne de valeur sur les communautés (activités en amont de chaînes d'approvisionnement du Groupe).	•			•			•		•		•	•	•	•	GEMS
S3	Communautés affectées	Impact négatif	Impacts sur les communautés en raison d'incidents industriels.		•		•			•	•		•		•	•	•	*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions* Infrastructures Nucléaire
S3	Communautés affectées	Impact négatif	Impact des opérations du Groupe sur les droits des communautés.		•			•		•	•		•		•	•	•	*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions* Infrastructures Nucléaire
S3	Communautés affectées	Impact positif	Création d'emplois et contribution à la richesse locale des territoires.			•	•			•		•		•	•	•	•	Toutes
S3	Communautés affectées	Risque	Remise en cause de l'autorisation sociale d'exploitation et risque d'arrêt des projets ou de recours juridiques intentés par les communautés affectées en raison : (i) d'un climat de conflit où la consultation et les réunions participatives ne fonctionnent pas (ii) d'un manque d'acceptabilité sociale en l'absence d'un dialogue suffisamment anticipé avec les parties prenantes ou en cas de dialogue désorganisé ou mal coordonné, ce qui peut entraîner une perte d'engagement de la part des parties prenantes.	•	•										•	•	•	Toutes
S3	Communautés affectées	Risque	Risques opérationnels, financiers et juridiques (par exemple, paiement d'amendes, coûts de procédure et dommages-intérêts, risques de litiges, perte ou manque d'accès aux financements de la Banque mondiale ou des investisseurs) en cas(i) d'accident majeur affectant les communautés affectées, (ii) de non-respect des droits des populations autochtones, ou(iii) d'autres impacts liés au devoir de vigilance.	•	•										•	•	•	Toutes

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Impact négatif	Atteinte à la confidentialité et à la sécurité dans le traitement des informations et données personnelles des parties prenantes (protection et respect de la vie privée, liberté d'expression, accès à une information de qualité, démarchage, vente forcée), notamment dans le suivi de leur consommation d'énergie.			•	•			•	•		•		•	•	•	*Retail*
S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Impact positif	Permettre aux consommateurs et utilisateurs finals de mieux consommer (réduire l'empreinte carbone) grâce à des offres vertes ou des solutions locales de R&R (Récupération et Renouvelable).			•	•		•			•	•		•	•	•	*Retail*
S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Impact positif	Permettre à nos clients de consommer moins grâce à nos produits, services et communications.			•	•		•		•		•		•	•	•	*Retail*
S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Risque	Plafonnement réglementaire des prix de l'énergie sur les marchés boursiers ou des prix pour les consommateurs, entrainant une diminution des recettes (par exemple, plafonnement des prix du gaz).		•	•									•	•	•	*Retail*
S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Opportunité	Développement de nouveaux services et de nouvelles offres pour répondre aux besoins et attentes des consommateurs.		•	•									•	•	•	*Retail*
G1	Éthique et conduite des affaires	Impact négatif	Dommages économiques dus au non-respect de la législation anti-corruption, du droit de la concurrence et/ou d'embargos et de sanctions.		•			•		•	•		•		•	•	•	Toutes
G1	Éthique et conduite des affaires	Risque	Atteinte à l'image de l'entreprise, risque financier et risque juridique, en raison d'incidents importants de non-respect de la législation anticorruption, du droit de la concurrence et/ou d'embargos et de sanctions.		•										•	•	•	Toutes
G1	Achats durables	Impact négatif	Détérioration des qualités environnementales et sociales des sources d'approvisionnement d'énergie alternatives achetées dans un contexte d'instabilité du marché et de rareté des ressources.	•			•		•	•		•		•			•	GEMS
G1	Achats durables	Impact positif	Contribution à la diffusion des pratiques éthiques et durables du Groupe par l'engagement des fournisseurs et partenaires dans la démarche de développement durable du Groupe (ex : sélection de fournisseurs sur la base de critères ESG, fournisseurs de l'ESS ou d'entreprises adaptées...).	•	•		•			•		•		•	•			Toutes
G1	Achats durables	Impact positif	Contribution à la solvabilité de nos fournisseurs par nos pratiques de paiement.	•			•			•		•	•		•	•	•	Toutes
G1	Achats durables	Risque	Baisse de la compétitivité si les concurrents ne se fixent pas les mêmes exigences en termes de pratiques éthiques et durables.	•	•										•	•	•	Toutes
G1	Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle	Impact négatif	Exposition des salariés et des travailleurs de la chaîne de valeur aux risques de sûreté (conflit armé, terrorisme, troubles sociaux, etc.) dans certaines régions où ENGIE opère.	•	•		•			•		•	•		•	•	•	Toutes
G1	Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle	Impact négatif	Accidents industriels et/ou nucléaires majeurs, y compris les incidents liés aux cyberattaques, affectant les personnes, les biens et l'environnement.		•			•	•	•	•		•		•	•	•	*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions* Infrastructures Nucléaire
G1	Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle	Impact positif	Continuité des services essentiels pour les utilisateurs grâce à des installations et sites efficacement sécurisés et cybers protégés.			•	•			•		•	•		•	•	•	*Energy Solutions* GEMS *Retail*
G1	Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle	Risque	Atteinte à la réputation du Groupe en cas d'accident industriel et/ou nucléaire, ou de violation de données ou de sûreté résultant d'une cyberattaque.		•										•	•	•	Toutes

Effets financiers actuels [SBM-3 48d]

Les effets financiers actuels des risques et opportunités ESG sur le Groupe ont été pris en compte dans les états financiers et sont décrits dans la Note 1 de la Section 6.2.2 “Notes aux comptes consolidés”.

Résilience de la stratégie et du modèle d’affaires [SBM-3 48f]

Le suivi de la réalisation des objectifs attachés aux enjeux de durabilité permet de tester la résilience de la stratégie et du modèle d’affaires sous-jacent. En cas de dérive importante et pérenne, le Groupe révisera ses objectifs ou révisera son plan d’actions pour mieux les atteindre. Le détail de la stratégie et des plans d’action en lien avec ces IRO est fourni dans les rubriques thématiques dédiées.

3.1.1.5 Système de gestion des risques et contrôle interne de l’état de durabilité [GOV-5]

3.1.1.5.1 Système de gestion des risques de l’état de durabilité

Les risques liés aux enjeux ESG sont intégrés dans la politique globale de gestion des risques du Groupe *(ERM)*, qui fournit un cadre spécifique de gouvernance et de contrôle des risques (voir Section 2.1 Processus de gestion des risques).

Les risques et les opportunités liés au climat et au développement durable sont directement liés à l’engagement du Groupe en faveur de la transition énergétique et sont traités comme une partie intégrante des activités quotidiennes. Depuis plusieurs années, le Groupe rend compte des risques et des opportunités liés au climat, comme le recommande la *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD).

Les analyses de matérialité sont totalement intégrées dans le système de gestion des risques.

3.1.1.5.2 Contrôle interne de l’état de durabilité

Pour cette première année de publication de l'état de durabilité selon les exigences de la CSRD, ENGIE a renforcé l’environnement de contrôle des processus de publication de l’état de durabilité, notamment par le déploiement de systèmes d’informations au périmètre RH (ESRS S1) et environnemental (ESRS E1-E5). Les rôles et les responsabilités de chacune des fonctions contribuant à l'état de durabilité ont été formalisés, en cohérence avec les principes de fonctionnement du Groupe (*Operating Model*) et ses principes d’organisation du contrôle interne. La documentation de certains processus a été renforcée, notamment pour l’analyse de double matérialité et les processus de reporting des indicateurs extra-financiers (environnementaux, RH et santé-sécurité notamment).

La feuille de route en cours de développement doit augmenter la couverture des sujets matériels pour le Groupe et développer la maturité du dispositif. Cette approche a été proposée au Comité Exécutif et au Comité d’Audit et validée par le Conseil d’Administration pour une mise en œuvre à partir de 2025.

3.1.2 Informations environnementales [ESRS E1 à E5]

3.1.2.1 Changement climatique [ESRS E1]

3.1.2.1.1 Impacts, Risques et Opportunités climatiques [IRO-1, SBM-3]

Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique [ESRS2 SBM-3]

[ESRS-2 SBM-3 18] La liste des risques physiques et de transition liés au changement climatique matériels pour ENGIE est disponible dans la Section 3.1.1.4.2.

Périmètre, méthode et hypothèses de l’analyse de résilience

[ESRS-2 SBM-3 19a, 19b] L’analyse de résilience face aux risques liés au changement climatique porte sur l’ensemble du portefeuille du Groupe, tant en termes de technologies que d’empreinte géographique.

Elle est effectuée dans le cadre du processus *Enterprise risk management* (ERM), un processus itératif, conduit annuellement, et qui s’appuie sur des scénarios mis à jour périodiquement. Une description détaillée du processus, des horizons de temps et des scénarios utilisés est disponible dans cette Section (paragraphe IRO-1).

À noter que des analyses sont aussi effectuées dans le cadre du processus investissement du Groupe (nouveaux projets) :

- sur le risque physique climat, une analyse de sensibilité sur le changement de production ou de demande d’énergie ainsi que de l’évolution des événements extrêmes ;
- sur l’impact climat, un bilan des émissions clefs du projet, et l’alignement avec les objectifs climatiques du Groupe.

Résultats de l’analyse de résilience et prise en compte dans la stratégie économique

[ESRS-2 SBM-3 19c] Les résultats de l’analyse de résilience sur les risques sont décrits :

- dans la Section 2.2.2 pour les risques physiques ;
- dans la Section 2.2.3 pour les risques de transition.

Concernant les opportunités, les travaux de modélisation des futurs énergétiques permettent d’identifier de nombreux secteurs essentiels à la transition énergétique sur lesquels ENGIE a choisi de se positionner afin d’accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. La sortie du charbon et le développement massif de capacités de production renouvelables sont deux exemples de cette capacité du Groupe à adapter sa stratégie et son modèle d’affaires dans un système en transformation.

Description des processus permettant d’identifier et d’évaluer les impacts, risques et opportunités matériels liés au climat [ESRS 2 IRO-1]

La description des procédures d’identification et d’évaluation des impacts, risques et opportunités liés au changement climatique sur les activités et les actifs du Groupe ainsi que tout au long de sa chaine de valeur sont décrit dans la Section 3.1.1 "Informations générales".

Identification et évaluation des impacts climatiques

[ESRS-2 IRO-1 20a, AR9b] ENGIE identifie et évalue annuellement les émissions de gaz à effet de serre (GES) générées par ses activités (Section 3.1.2.1.6.).

[ESRS-2 IRO-1 AR9a] Afin de réduire son impact sur le changement climatique, ENGIE a mis en place des objectifs de réduction d'émissions de GES (Section 3.1.2.1.4.).

Évaluation des risques climatiques intégrée à la politique de gestion globale des risques

[ESRS-2 IRO-1 20] Les évaluations des risques et opportunités climat (physiques et transition) s'exercent dans le respect du processus ERM et des *guidelines* correspondantes définies par la Direction Management des risques et Assurances du Groupe (voir Section 2.2.1.1) et sont réalisées au niveau des entités opérationnelles des différentes géographies du Groupe avec le soutien des *risk officers* de ces entités comme suit :

- concernant les risques & opportunités physiques : les évaluations sont menées par les responsables de site avec le support des *Country Sustainability Officers* et sont documentées dans la rubrique spécifique du catalogue des risques liés au changement climatique ;
- concernant les risques et opportunités liés à la transition : les évaluations sont menées par les Directions Stratégie des entités et documentées dans les rubriques idoines du catalogue des risques (définition et analyse de la stratégie générale, environnement *business*, environnement réglementaire et technologie).

Les *guidelines* utilisées par les équipes en charge de l'analyse des risques climatiques prennent en compte à la fois la fréquence, l'ampleur et la durée des aléas, ainsi que l'exposition et la vulnérabilité des actifs ou des activités du Groupe afin de déterminer les risques inhérents.

Les risques climatiques sont étudiés en considérant les horizons temporels déterminés : analyses de court (<3 ans), moyen (4 - 6 ans) et long termes (>6 ans, et jusqu'à 2050 et 2070). Ce dernier reflète la durée de vie de certains actifs industriels (qui seront impactés par le changement climatique), les régulations ou accords nationaux/UE/internationaux, ainsi que la période de transition qui permettra au Groupe de décarboner son portefeuille (émissions des scopes 1, 2, 3).

Identification, évaluation et description des scénarios : focus sur les risques physiques liés au changement climatique

[ESRS-2 IRO-1 20b]

Le processus ERM, suivant les instructions partagées par la Direction Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG), est utilisé pour identifier et (ré)évaluer les (nouveaux) risques pouvant impacter le Groupe.

En particulier sur l'adaptation au changement climatique et après identification par les équipes opérationnelles, les risques ont été structurés sur la base de la Taxonomie Verte Européenne Appendice A et ensuite priorisés en fonction de leur pertinence et de la maturité de la science climatique. La liste finale des risques aujourd'hui modélisés par le Groupe et utilisés dans les analyses de résilience est la suivante :

Évènements extrêmes



Évolution chronique de la production/demande



Les indicateurs qui concernent les évolutions des événements extrêmes sont des indicateurs "primaires" directement issus des modèles climatiques internationaux CMIP5, CMIP6 et CORDEX (voir paragraphe suivant).

Les indicateurs d'évolution chronique de production font en revanche l'objet d'une modélisation spécifique construite en interne, sur la base d'indicateurs climatique primaires.

Activité	Modélisation de l'évolution
Production thermique (centrales à gaz)	ENGIE a évalué l'impact des conditions climatiques sur les performances (efficacité et puissance) et la disponibilité de ces actifs (sur la base des seuils de température et de débits de rivières afin de déterminer l'indisponibilité de l'actif)
Production hydraulique	ENGIE utilise des projections hydro-climatiques afin d'évaluer les variations de production dues au changement climatique. Projections par actif en fonction du débit simulé et des caractéristiques techniques de l'actif.
Production solaire	L'impact du changement climatique est calculé en tenant compte de l'évolution de l'irradiation solaire et de la température, influençant la performance des modules.
Production éolienne	L'impact du changement climatique est calculé en utilisant des courbes de puissance (en fonction du type/modèle de la turbine) reliant la vitesse du vent à la puissance disponible. Les effets de la température sont pris en compte soit par une mise à l'arrêt en cas de température élevée, soit par une baisse de production progressive.
Demande de chaud et de froid	La demande de chaud et de froid est calculée à partir des degrés-jours de chauffage et de refroidissement, de la densité de population et d'hypothèses sur les bâtiments tertiaires et résidentiels. La demande d'eau chaude domestique est également intégrée.

Les principaux impacts de ces risques sur les activités d'ENGIE sont :

- l'impact des évènements extrêmes sur l'intégrité des actifs ;
- l'impact chronique du changement climatique sur l'évolution de la production et la demande des actifs ;
- l'impact sur la santé sécurité des employés et des sous-traitants des évènements extrêmes, notamment le stress thermique ;
- l'impact des évènements extrêmes sur la chaîne d'approvisionnement locale (routes d'accès, réseaux électriques voisins…) et globale.

[ESRS-2 IRO-1 20b, 21] ENGIE utilise l'analyse par scénarios pour informer l'identification et l'évaluation des risques physiques. La modélisation de l'exposition des actifs du Groupe est réalisée par une équipe de recherche dédiée au sujet au sein d'ENGIE. L'équipe travaille depuis 2019 en collaboration avec des experts externes tels que l'Institut Pierre Simon Laplace (IPSL).

Les scénarios sont basés sur les RCP (*Representative Concentration Pathway* en anglais ou trajectoires représentatives de concentration) qui sont des scénarios de trajectoire du forçage radiatif à l'horizon 2100. Ces derniers ont été établis par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC ou IPCC en anglais pour *Intergovernmental Panel on Climate Change*) pour son cinquième rapport sur l'évolution du changement climatique (IPCC AR5).

ENGIE considère principalement les deux scénarios de réchauffement suivants :

- scénario central avec stabilisation des émissions avant la fin du siècle à un niveau faible (RCP 4.5) : ce scénario est notamment utilisé comme base pour les analyses d'exposition des actifs et des opérations du Groupe. Ce scénario projette une augmentation des températures d'environ 2,4 à 3°C d'ici la fin du siècle par rapport aux niveaux préindustriels ;
- scénario pessimiste, avec augmentation des émissions de GES au rythme actuel (RCP 8.5) : Ce scénario est notamment utilisé pour les analyses de sensibilité des actifs et des opérations du Groupe. Le RCP 8.5 représente un scénario de réchauffement extrême, où les émissions de gaz à effet de serre continuent d'augmenter, sans mobilisation significative de la société en faveur de la transition écologique. Ce scénario projette un réchauffement mondial de 4°C ou plus d'ici 2100, entraînant des impacts climatiques graves et fréquents.

L'analyse utilise des modèles globaux CMIP5 ou CMIP6 [(1)] ou des modèles régionaux CORDEX [(2)] selon les cas, qui utilisent en données d'entrée les scénarios du GIEC. ENGIE utilise autant que possible des données avec correction de biais par rapport au climat récent, en cohérence avec les travaux du GIEC sur les impacts du changement climatique. L'utilisation de données débiaisées est cruciale pour tout ce qui concerne les seuils ou les valeurs absolues. Par exemple, dans le cas de l'énergie éolienne, ENGIE utilise des courbes de puissance qui dépendent fortement de ces ajustements.

À noter que l'analyse de l'impact des événements extrêmes utilise des scénarios dérivés des scénarios RCP et considère des potentiels de réchauffement global comme suit :

- +1.5 °C pour les actifs se terminant entre 2026 et 2040 ;
- +2 °C pour les actifs se terminant entre 2041 et 2060 ;
- +3 °C pour les actifs se terminant après 2060.

Le niveau de réchauffement +4.0 °C est utilisé pour les analyses de sensibilité.

Les correspondances ont été faites en s'alignant sur les recommandations GIEC, voir tableau 4.5 du rapport du GIEC "IPCC AR6 WGI", chapitre 4.

Les données utilisées pour l'analyse incluent la localisation des actifs (coordonnées géographiques), la typologie du site et le type d'opérations effectuées.

Identification, évaluation et description des scénarios : focus sur les risques de transition

[ESRS-2 IRO-1 20c] Le processus d'identification et d'évaluation des risques et opportunités de transition commence par l'analyse de la matérialité des évènements de transition sur la base des éléments recommandés par la CSRD et la *Task Force on Climate Related Financial Disclosures* (TCFD) (https://www.fsb-tcfd.org/recommendations/) dont les évènements liés aux changements politiques et réglementaires (*Policy and Legal*), technologiques, de marchés, et réputationnel.

[ESRS-2 IRO-1 AR12a] Les *Risk Officers* des entités opérationnelles identifient les risques en échangeant avec les responsables des Filières de leur entité (Direction Juridique, Finance, ESG…). Les *Chief Risk Officers*, membres des comités de Direction des entités, valident les risques que leur soumettent les *Risk Officers* et sont responsables de la qualité des informations remontées.

Les principaux évènements de transition identifiés dans le cadre de l'accélération du rythme de décarbonation et des objectifs européens et mondiaux sont :

- électrification des usages et flexibilité ;
- transition vers des gaz décarbonés ;
- rénovation énergétique des bâtiments et changement des solutions de chauffage.

[ESRS-2 IRO-1 AR12b] L'exposition et la vulnérabilité des activités du Groupe aux évènements de transition sont prises en compte dans l'analyse du risque de transition.

[ESRS-2 IRO-1 21, AR13a, AR13b] Concernant les risques et opportunités de transition liés au changement climatique, le Groupe actualise tous les ans différents scénarios énergétiques, parmi lesquels un scénario de Transition Energétique pour l'Europe (15 pays) à l'horizon 2050 afin de répondre à ses défis actuels et futurs et adapter son modèle d'affaires. L'horizon de projection choisi (2050) permet de couvrir l'ensemble de la trajectoire de décarbonation d'ENGIE (Net Zéro 2045) ainsi que des systèmes dans lesquels le Groupe opère (exemple : objectif de contribuer à la neutralité carbone en Europe à 2050).

(1) CMIP6 (respectivement 5) est la 6e (respectivement 5e) phase du projet Coupled Model Intercomparison Project, un projet de collaboration à l'échelle mondiale de modélisateurs climatiques et dont le fruit des travaux fait référence en termes de modèles de science climat.

(2) Coordinated regional Climate Downscaling Experiment. CORDEX utilise les mêmes hypothèses et modélisations que CMIP (travaux conjoints), mais permet d'avoir une granularité géographique plus importante.

Les scénarios sont déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision internes et reposent sur les éléments spécifiques de la chaîne de valeur aval suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide (prix *forward*) concernant les prix des combustibles, le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de volatilité des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande (demande électrique, développement des capacités installées, etc.), ainsi que les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2.

Les scénarios sont mis à jour annuellement et un scénario central est ensuite utilisé pour la projection à moyen et long terme des commodités, notamment le gaz et l'électricité, les projections financières et la valeur des actifs lors des tests de dépréciation.

Les sorties de modèles du scénario de référence déterminent les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées aux activités du Groupe, les prix en volumes de l'énergie, du CO_2, ainsi que la demande énergétique. Les résultats sont comparés avec les sorties de modèle de différents scénarios externes reconnus dont les opérateurs réseaux (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-e), Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Terna, National Grid, etc.), les différents plans gouvernementaux (*National Energy and Climate Plan* (NECP)) ou les scénarios des institutions publiques (*International Energy Agency* (IEA), Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) ou consultants externes (AFRY, Aurora, Baringa).

Le même process avec des contrôles et analyses similaires est en place pour les autres géographies du Groupe, notamment l'Amérique du Sud et certains marchés des États-Unis, mais il se focalise uniquement sur les activités électriques du Groupe.

La version du scénario Net Zero 2024, compatible avec une trajectoire +1,5°C, a été présenté publiquement le 12 novembre 2024 (https://www.engie.com/decarbonation-scenario-edition-deux). Dans le futur, le groupe ENGIE s'appuiera sur ce scénario pour la quantification des risques et opportunités de transition.

[ESRS-2 IRO-1 AR13b] Le scénario Net Zero d'ENGIE met en exergue la nécessité de conjuguer toutes les sources d'énergies renouvelables afin d'assurer la résilience du système énergétique et la compétitivité des économies européennes. Compte tenu de la forte interconnexion des systèmes énergétiques à l'échelle de l'Europe, la trajectoire de décarbonation est modélisée en intégrant 15 pays européens. Le scénario d'ENGIE capitalise sur les leviers de décarbonation existants les plus pertinents, tout en laissant une place aux technologies émergentes.

[ESRS-2 IRO-1 AR13c] Le scénario Net Zero de décarbonation pour l'Europe est par conséquent centré sur l'intégration de diverses sources d'énergies renouvelables et sur l'amélioration de l'efficacité énergétique. Le plan inclut une réduction de la consommation d'énergie, une augmentation significative de l'énergie solaire et éolienne, et une forte augmentation de la capacité de stockage électrique. Le gaz, qui sera totalement décarboné, sera remplacé en partie par du biométhane. L'hydrogène décarboné jouera également un rôle crucial dans les transports et l'industrie.

ENGIE se base sur plusieurs convictions majeures, dont l'alliance de l'électron et de la molécule pour réussir la transition, le développement massif des énergies renouvelables électriques, et l'anticipation en amont des besoins de flexibilité. La trajectoire choisie par ENGIE privilégie un mix équilibré, dans lequel le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone sont intégrés afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique.

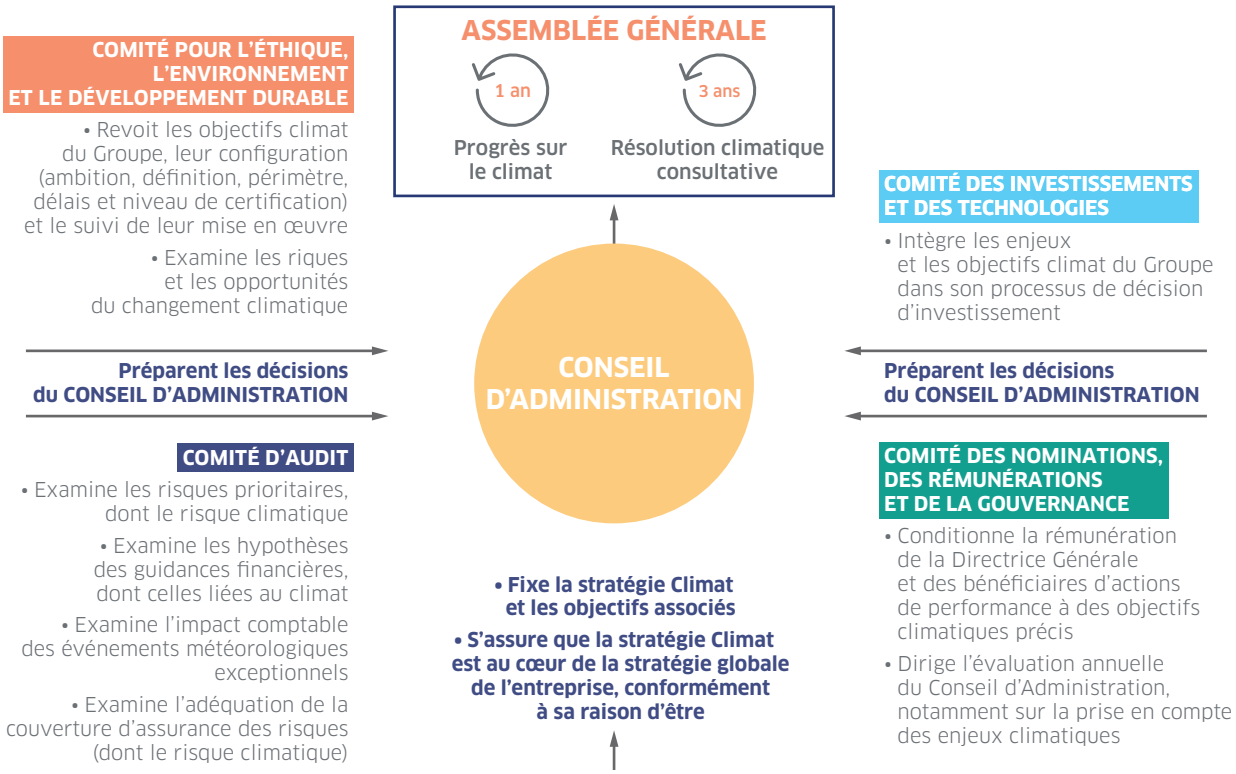
[ESRS-2 IRO-1 AR13d] La limite principale de ce scénario prospectif, qui inclut par nature des incertitudes, concerne le rôle du gaz vert dans les futurs systèmes énergétiques Net Zéro et la capacité des pays à déployer massivement des énergies renouvelables.

[ESRS-2 IRO-1 AR15] Les scénarios utilisés dans l'analyse sont en ligne avec les hypothèses prises dans les états financiers du Groupe (voir Section 3.1.2.1.5).

3.1.2.1.2 Gouvernance et politiques [GOV-3, E1-2]

Gouvernance et intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation [ESRS2 GOV-3]

[E1-2 MDR-P c] La gouvernance sur les enjeux climatiques est présentée ci-dessous :



(1) Rattachée à la Direction Juridique Éthique et Conformité.

À noter, lors de l'Assemblée Générale 2022, ENGIE a été l'une des premières sociétés du CAC 40 à consulter ses actionnaires sur sa stratégie Climat, qui a été massivement votée par ses actionnaires (97%). Trois ans plus tard, ENGIE présentera à nouveau l'actualisation de sa stratégie Climat pour un vote consultatif lors de l'Assemblée Générale 2025.

[ESRS-2 GOV-3 13] Les politiques de rémunération de la Directrice Générale, du Comité Exécutif et des cadres dirigeants intègrent des critères liés aux objectifs climatiques (voir Section 4.2).

En 2025, la rémunération variable de la Directrice Générale est conditionnée à hauteur de 7% à l'objectif de réduction des émissions de GES liées à la production d'énergie et aux ventes de commodités, et à hauteur de 3,3% pour les membres du Comité Exécutif.

En 2025, les actions de performance du Groupe (rémunération incitative à long-terme) dont sont bénéficiaires la Directrice Générale, les membres du Comité Exécutif et les cadres dirigeants du Groupe, incluent des critères climatiques : 15% sur toutes les émissions de GES du Groupe, et 5% sur les capacités renouvelables installées, soit un total de 20% .

La rémunération des Administrateurs n'intègre pas de variable, conformément aux dispositions règlementaires en vigueur.

Politiques liées à l'atténuation du changement climatique et à l'adaptation à celui-ci [E1-2]

[E1-2 MDR-P a] Le plan de transition est disponible dans la Section 3.1.2.1.3, et le détail des leviers est disponible dans la Section 3.1.2.1.4.

[E1-2 MDR-P b] Les politiques d'atténuation et d'adaptation au changement climatique s'appliquent au même périmètre consolidé que celui utilisé dans les états financiers c'est-à-dire les filiales contrôlées (intégration globale à 100%), les activités conjointes ainsi que les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (entreprises associées et coentreprises), en amont ou en aval de la chaîne de valeur.

Elles sont globales et couvrent toutes les régions géographiques où ENGIE opère. Cependant, il existe des exclusions spécifiques : les activités de trading ainsi que les titres non consolidés jugés non significatifs en termes d'impact environnemental.

[E1-2 23] Les processus pour gérer les risques matériels du Groupe sont décrits dans la Section 3.1.2.1.1 et ceux pour délivrer les objectifs sont décrits dans la Section 3.1.2.1.4.

[E1-2 25] La politique présentée couvre bien les domaines suivants : atténuation du changement climatique, efficacité énergétique, déploiement d'énergies renouvelables et adaptation au changement climatique.

3.1.2.1.3 Plan de transition [E1-1]

Une stratégie d'atténuation climat basée sur 3 piliers

OBJECTIF NET ZÉRO CARBONE 2045 D'ENGIE

Réduire les émissions de GES d'ENGIE
En premier lieu, réduire les émissions directes et indirectes de GES des activités d'ENGIE d'au minimum 90% par rapport à 2017.

+

Absorber le carbone à hauteur des émissions résiduelles d'ENGIE
Puis, accroître les puits de carbone pour neutraliser les dernières émissions résiduelles plus difficilement abattables.

=

OBJECTIF NET ZÉRO CARBONE 2045 D'ENGIE

ET

Éviter les émissions de GES des clients grâce aux solutions d'ENGIE
Accompagner la décarbonation des clients pour leur permettre de réduire leurs émissions de GES.

[E1-1 14, 15] En lien avec sa raison d'être, ENGIE a mis en place un plan de transition pour l'atténuation du changement climatique qui permet d'assurer que sa stratégie et son modèle d'affaires sont compatibles avec l'Accord de Paris, de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone mondiale d'ici 2050 ainsi que de limiter son exposition aux combustibles fossiles. Ce dernier a été actualisé en décembre 2024 et validé par le Conseil d'Administration d'ENGIE.

La stratégie de décarbonation d'ENGIE repose sur trois piliers "Réduire", "Absorber" et "Éviter" avec pour cible le Net Zéro 2045 sur l'ensemble de sa chaîne de valeur (scopes 1, 2 et 3). Toutes les cibles sont présentées dans la Section 3.1.2.1.4.

Le plan de transition d'ENGIE consiste en une transformation de certains de ses cœurs de métiers représentant des risques matériels pour l'environnement et l'entreprise elle-même. Ainsi ENGIE a par exemple cédé en 2017 ses activités d'exploration & production de combustibles fossiles (E&P). Au cours de la même année, le Groupe a également arrêté la vente de charbon et prévoit de sortir de l'utilisation du charbon en 2025 en Europe continentale et 2027 dans le monde et, de manière plus générale, prévoit de sortir progressivement des énergies fossiles d'ici à 2045. En parallèle, ENGIE a réorienté son mix énergétique en investissant massivement dans le développement des énergies renouvelables.

La trajectoire des émissions

[E1-1 16a] Les différentes cibles du Groupe lui permettent d'avoir une trajectoire compatible avec l'Accord de Paris, comme le confirment les évaluations de la *Science Based Targets initiative (SBTi)*, de la *Transition Pathway Initiative* ou de Moody's (voir Section 3.1.2.1.4). La communication sur cette compatibilité reste complexe de par la diversité des notations, sans référentiel partagé par l'ensemble de la communauté internationale.

Le plan d'actions

[E1-1 16b] Afin d'atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES, le Groupe a mis en place un plan d'actions détaillées d'atténuation du changement climatique, présenté dans la Section 3.1.2.1.4 pour l'atténuation et la Section 3.1.2.1.5 pour l'adaptation.

Les investissements du Groupe alloués à la mise en œuvre de ces plans d'actions seront principalement financés par l'émission d'obligations vertes.

Les investissements

[E1-1 16c] En appliquant aux investissements de croissance du Groupe (voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") les critères techniques d'alignement de la taxonomie européenne, le montant des investissements alloués au plan d'actions s'élève à 6 milliards d'euros en 2024.

[E1-1 16e] ENGIE s'engage à aligner l'ensemble de ses investissements avec sa stratégie de décarbonation et notamment son plan de transition. À noter que le plan de CAPEX de croissance du Groupe entre 2025 et 2027 prévoit 21 à 24 milliards d'euros sur la période 2025 à 2027 et est aligné à 82% avec la taxonomie verte européenne.

[E1-1 16f] Le montant de CAPEX investis en 2024 dans les activités économiques liées au gaz s'élève à 1 milliard d'euros et concerne la GBU Infrastructures et la GBU FlexGen.

[E1-1 16d] Compte tenu de ses activités, le Groupe dispose "d'émissions verrouillées" au sens de la Norme. C'est notamment le cas de ses centrales thermiques fossiles :

- le Groupe s'est engagé à sortir complètement ses activités charbon d'ici 2027, selon l'ordre de priorité : clôture > conversion > vente. L'enjeu majeur est de réussir cette sortie anticipée d'une manière juste et équitable pour les populations, les territoires et leurs infrastructures énergétiques. À la fin de l'année 2024, il ne reste plus que 2 GW de centrales au charbon dans le Groupe ;
- la transition des centrales à gaz est plus progressive et ne nécessite pas de sortie anticipée. En effet, la stratégie du Groupe et ses objectifs climatiques sont construits sur les dates légales de fin d'opérations des centrales (au plus tard 2045) et ne prévoient qu'un renouvellement partiel du parc thermique. Par ailleurs, tous les futurs actifs intègreront un plan explicite de décarbonation totale avant 2045 (capture carbone, biomasse, hydrogène). Les objectifs de réduction ne sont donc pas à risque.

Le Groupe dispose également d'émissions potentiellement verrouillées en lien avec ses infrastructures gazières régulées (telles que le transport et la distribution du gaz) : elles correspondent aux émissions de méthane mais aussi au fonctionnement des installations. ENGIE possède en effet des entités régulées dont le Groupe exploite les actifs pour le compte de certains États (notamment en France et en Roumanie) qui déterminent la stratégie de décarbonation. L'ensemble des émissions liées aux infrastructures gazières représente 0,6% du bilan carbone du Groupe.

[E1-1 16g] ENGIE se situe en dessous des seuils des critères d'exclusion définis dans les indices de référence "Accord de Paris", comme indiqué aux articles 12.1 (d) à (g) et 12.2 du Règlement délégué (UE) 2020/1818 de la Commission européenne (règlement sur les normes de référence climatiques).

Les processus Groupe

[E1-1 16h] Afin d'atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES, le Groupe a engagé une transformation qui lui a permis de passer d'une logique de *reporting* à une approche par le pilotage de la performance et ainsi conduire un changement opérationnel à grande échelle. Pour cela, ENGIE a développé des outils de pilotage stratégiques et financiers suivants.

1) **Définition des objectifs CO_2 Groupe :** le management d'ENGIE a attribué des limites à ne pas dépasser sur les principaux postes d'émissions de GES de ses activités (génération d'énergie, ventes de combustible et d'énergie). Elles sont jalonnées sur l'ensemble de la trajectoire Net Zéro du Groupe (2025 et 2030) et allouées à chaque *Global Business Unit* (GBU).
2) **Attribution et pilotage des budgets CO_2 (en lien avec le plan financier) :** depuis 2021, le Groupe a intégré des éléments extra-financiers à son Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) permettant l'attribution des budgets CO_2. Les GBU élaborent leur stratégie opérationnelle de décarbonation de telle sorte à ne pas dépasser les limites fixées (budget N+1, N+3 et au-delà, 2030, 2035 et 2040). Depuis 2023, un pilotage infra-annuel des émissions est réalisé via une remontée trimestrielle de certains indicateurs de GES. Il est intégré au dialogue managérial sur la performance opérationnelle et financière via les *Quarterly Business Reviews* (QBR).
3) **Intégration du CO_2 dans le pilotage des investissements :** chaque décision d'investissement doit être prise en respectant les budgets carbone attribués aux GBU. Pour cela, le Groupe a développé un outil de pilotage du budget CO_2 de manière analogue au pilotage du budget de CAPEX. Il permet de suivre le budget CO_2 restant sur l'année courante et le moyen terme afin de ne pas dépasser les limites fixées. De plus, un prix du CO_2 est intégré aux éléments financiers du dossier. Celui-ci est basé sur les évolutions du prix du carbone selon les scénarios internes de décarbonation du marché.

Focus sur le pilotage des objectifs GES à moyen terme

Un modèle de projection granulaire basé sur une connaissance approfondie de la performance opérationnelle du Groupe

Une projection à 2045 des activités de production et de vente d'énergie du Groupe via la consolidation des indicateurs suivants :


Émissions de GES **(kt CO_2 éq.)**


Électricité et chaleur générée, consommée et vendue **(MWH éq. elec)**

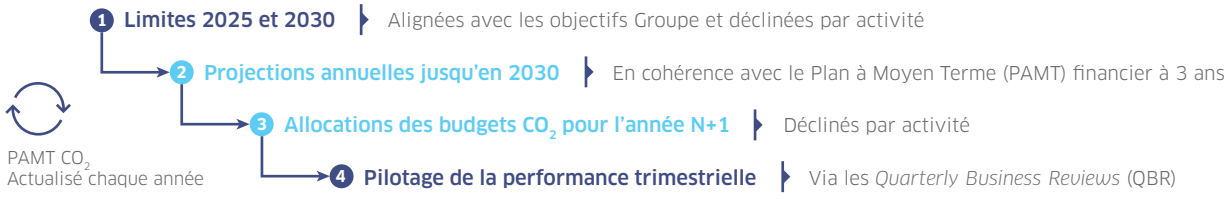

Estimation des achats de biens et services, et des émissions de méthane


Combustibles consommés et vendus **(MWh PCS)**


Capacités électriques **(MW)**

- **basée sur des hypothèses opérationnelles communes à l'ensemble du Groupe, alignées avec les projections financières, le tout couplé à des scénarios internes de décarbonation du marché ;**
- **à la maille de chaque entité de vente et de chaque actif de génération (en fonction de leur technologie, des facteurs de charge, du pays, de la méthode de consolidation, etc.).**

Un processus de pilotage fiabilisé permettant de sécuriser l'exécution de la stratégie Climat du Groupe :



La gouvernance

[E1-1 16i] La gouvernance climat est présentée dans la Section 3.1.2.1.2.

Les progrès du plan d'actions

[E1-1 16j] Les progrès du plan d'actions d'atténuation sont présentés dans la Section 3.1.2.1.4.

3.1.2.1.4 Enjeu atténuation du changement climatique et transition énergétique [E1-3, E1-4, E1-7, E1-8]

Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique [E1-3]

[E1-3 26, 29] Pour chaque action, le champ d'application est le périmètre consolidé ainsi que les entités comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence. Les investissements sur le plan d'actions sont disponibles dans la Section 3.1.2.1.3.

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
A1. Arrêter l'utilisation du charbon • Arrêt de la production d'énergie à partir du charbon d'ici 2025 en Europe continentale et 2027 Monde, selon le *merit order* suivant : fermeture, conversion et enfin vente des centrales charbon ; • Arrêt des ventes de charbon depuis 2019.	Action menée en 2024	• Réduire les émissions de GES	2027
A2. Réduire et décarboner la consommation et les ventes de gaz, tout en produisant des gaz renouvelables et décarbonés • Production de biométhane (10 TWh en 2030) et d'hydrogène (4 GW en 2035) ; • Réduction des volumes consommés par les centrales thermiques gaz (réduction des facteurs de charge et du parc) et les ventes de gaz ; • Décarbonation des centrales thermiques gaz restantes, principalement sur la période 2030 - 2045 (biomasse, biométhane, H_2, CCS) ; • Ventes de biométhane et d'hydrogène.	Action menée en 2024	• Réduire les émissions de GES • Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045
A3. Décarboner la production, les ventes et la consommation d'électricité et de chaleur • Production d'électricité renouvelable (95 GW en 2030, incl. le stockage) ; • Production de chaleur renouvelable, décarbonée ou de récupération (20 TWh en 2030) ; • Ventes d'électricité renouvelable et décarbonée (300 TWh de ventes d'électricité en 2030 (B2B et B2C)).	Action menée en 2024	• Réduire les émissions de GES • Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045
A4. Accompagner la transition des infrastructures énergétiques • Transition des infrastructures gazières existantes : réduction des émissions de méthane et injection de biométhane (50 TWh connecté en 2030) ; • Développement des infrastructures électriques (10 000 km en 2030) ; • Développement de la flexibilité de l'offre énergétique : batteries et pompage turbinage (95 GW en 2030, incluant la production), et OCGT ; • Développement des infrastructures de mobilité bas-carbone et des technologies bas carbone (dessalement, pompes à chaleur).	Action menée en 2024	• Réduire les émissions de GES • Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045
A5. Accompagner les clients dans la décarbonation de leurs activités • Accompagnement des clients du Groupe sur l'efficacité énergétique, la sobriété énergétique et la flexibilité de la demande énergétique (pilotage de la demande, BESS décentralisée).	Action menée en 2024	• Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045

Cibles liées à l'atténuation du changement climatique [E1-4]

Présentation des cibles

[E1-4 AR31, 34] Le Groupe s'est fixé les cibles suivantes :

	2017	2024	Couverture 2024	GBU concernées	Leviers de décarbonation	2030	2035	2040
CIBLES GLOBALES GROUPE								
#1 Émissions totales de GES, scopes 1,2 (*location-based*) et 3 *(en Mt CO_2 éq.)* [(1)]	265 Mt CO_2 éq.	157 Mt CO_2 éq. *-41% vs 2017*	Total : 100% Scope 1, 2, 3 : 100%	Groupe ENGIE	Ensemble des leviers E1-3	120/140	80/110	40/70
#2 Accompagnement des clients : émissions évitées par des offres et services d'ENGIE *(Mt CO_2 éq.)*	n.a	36 Mt CO_2 éq.	n.a	Groupe ENGIE	A2/A3/A5	65/85	n.a	n.a
CIBLES SECTORIELLES GROUPE								
#3 Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 *(en Mt CO_2 éq.)* □□	107 Mt CO_2 éq.	48 Mt CO_2 éq. *-55% vs 2017*	Total : 31% Scope 1 : 93% Scope 3 : 18%	*Ren. & Flex Power et Local Energy Infra.*	A1/A2 /A3/A5	26/36	16/26	7/17
#4 Émissions de GES liées aux ventes de commodités (énergies [(2)] et combustibles [(3)]) scope 3.3.D et 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	104 Mt CO_2 éq.	82 Mt CO_2 éq. -21% vs 2017	Total : 52% Scope 3 : 61%	Principalement *Supply & Energy Management*	A1/A2 /A3/A5	63/83	37/57	12/32
#4.A Dont émissions liées aux ventes de combustibles, scope 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	Dont 78 Mt CO_2 éq.	Dont 53 Mt CO_2 éq. *-32% vs 2017*	Total : 33% Scope 3 : 39%			36/46	22/32	7/17
#5 Émissions de méthane des infrastructures gaz, scope 1 *(en Mt CO_2 éq.)*	2 Mt CO_2 éq.	1 Mt CO_2 éq. -57% vs 2017	Total : 1% Scope 1 : 5%	Infrastructures	A4	-50% vs 2017	n.a	n.a

	2017	2024	Échéance	Objectif
AUTRES CIBLES				
Net Zero Carbone Groupe, scopes 1, 2 et 3 *(Mt CO_2 éq.)* [(1)]	265 Mt CO_2 éq.	157 Mt CO_2 éq.	2045	Réduction des émissions de -90% et neutralisation des émissions résiduelles
Neutralisation des émissions liées aux pratiques de travail *(Mt CO_2 éq.)*	n.a	0,32 Mt CO_2 éq.	2030	neutralisation de toutes les émissions résiduelles
Part des capacités renouvelables dans le mix de production d'électricité (@100% et hors stockage d'énergie) [(4)] □□	23%	43%	2030	58%/66%
Part des top 250 fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés SBT	n.a	44%	2030	100% des top 250 fournisseurs

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

(1) *Émissions de GES de scope 1 et de scope 2 (location based) vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

(2) *Énergies : principalement électricité, mais aussi chaleur et froid.*

(3) *Combustibles : principalement gaz, mais aussi biomasse.*

(4) *Pour calculer cet indicateur, le Groupe consolide les capacités nettes de toutes ses installations de production, à l'exception des installations solaires et éoliennes centralisées qui sont en capacités brutes. Les capacités sont exprimées @100% y compris pour les mises en équivalence. Par ailleurs, cet indicateur exclut toutes les capacités de stockage d'énergie (batteries ou stockage hydraulique par pompage-turbinage). Les capacités nucléaires ne sont pas considérées comme renouvelables.*

[E1-4 33] La définition des cibles est rendue possible grâce à la mise à jour annuelle des projections des émissions de GES intégrées au plan à moyen terme financier. Les objectifs sont revus et, au besoin, mis à jour, tous les trois ans dans le cadre l'engagement du Groupe vis-à-vis de l'Assemblée Générale *(Say On Climate)*.

Le Groupe a récemment fixé un nouvel objectif **#4** sur l'empreinte carbone des ventes de commodités (Scope 3.3.D & 3.11). Celui-ci permet notamment de prendre en compte les émissions de GES liées à la production d'électricité et de chaleur achetée pour la revente aux clients finals, poste d'émissions dépendant fortement de la décarbonation des réseaux et donc moins à la main d'ENGIE. Afin d'être cohérent avec la volonté d'accompagner l'électrification des usages, le Groupe se laisse donc la possibilité d'accélérer la réduction des ventes de gaz pour vendre plus d'électricité. L'objectif historique **#4.A** sur l'empreinte carbone de l'usage des produits vendus (ventes de combustibles- scope 3.11) reste quant à lui maintenu afin d'assurer l'engagement sur les ventes de gaz.

[E1-4 34b, AR23, AR24] Les objectifs de réduction d'émissions de GES couvrent 100% du bilan GES (scope 1, 2 & 3) d'ENGIE en 2024. Ce bilan est aligné avec la méthodologie du GHG Protocol et est audité depuis l'exercice 2024 dans sa globalité. À noter que le scope 1 est audité en assurance raisonnable depuis 2013, le scope 2 depuis 2021. Par ailleurs, ces engagements sont basés sur des objectifs de réduction d'émissions brutes et ne prennent pas en compte la compensation carbone ou les absorptions carbone au sein de la chaîne de valeur d'ENGIE. Les objectifs en intensité sont en gCO_2 éq./kWh. Les objectifs couvrent 100% de l'empreinte carbone du Groupe, scope 1, 2 et 3 ainsi que tous les types de GES (CO_2, CH_4, N_2O, HFCs, PFCs, SF_6, NF_3). Les objectifs scope 2 sont à considérer selon une comptabilité carbone en *location-based*.

[E1-4 AR25] Les émissions en 2017 sont brutes et sans travaux de normalisation (exemple : effets températures). Afin de maintenir la représentativité de l'année de référence, le Groupe opère un retraitement de cette dernière :

- à chaque changement de facteurs d'émissions ;
- pour les changements de méthodologie, et si les données sources le permettent ;
- pour chaque acquisition ou cession individuelle où le volume d'émissions est >5% de l'année de référence.

À titre d'information, entre 2017 et 2024, le montant cumulé des cessions représente 30,5 Mt CO_2 éq soit 12% du total des émissions du groupe en 2017. En prenant les émissions des installations cédées concernées pour l'année précédant leur cession, le montant cumulé des cessions s'établit à 19 Mt CO_2 éq soit 7% du total des émissions du Groupe pour l'année de référence 2017.

À noter qu'actuellement, seul le scope 3 lié aux achats n'a pas pu être retraité sur 2017 suite à l'application en 2024 de facteurs d'émission et de catégories d'achats plus granulaires que précédemment (les données sources n'étant pas disponibles avec le niveau de granulométrie requis pour l'application de facteurs d'émission plus détaillés). À titre d'information, l'impact de l'évolution des facteurs d'émission et de la granulométrie des catégories d'achats a été estimé à une baisse de 43% sur les données publiées en 2023 sur le total scope 3.1 et scope 3.2 (de 8,9 Mt CO_2 eq à 3,9 Mt CO_2 eq).

Évaluation des trajectoires climatiques

[E1-4 34e] Les objectifs de réduction des émissions de GES d'ENGIE sont basés sur la science et sont compatibles avec une trajectoire 1,5°C ou *Well-below 2°C* en fonction des évaluations. Le pilotage des trajectoires via l'attribution de budgets CO_2 en absolue et en intensité aux GBU du Groupe ainsi que leur prise en compte dans les décisions d'investissements permettent de gérer le risque d'évolution de la trajectoire des émissions de GES liées à d'éventuels futurs développements. À noter que toutes les évaluations présentées ci-dessous ont été menées sur la base des anciens objectifs climat du Groupe

Détails sur la certification SBTi : Les objectifs du plan de transition d'ENGIE sont certifiés *Well-below 2 °C* depuis début 2023 par la SBTi), après une première certification 2 °C en 2020. Les objectifs, sur la période 2017 - 2030, sont :

1) -66% de l'intensité carbone de la production et la consommation d'énergie (scopes 1 et 2). Le calcul est :

$$\text{Intensité} = \left(\frac{\text{scope 1 (génération d'énergie)} + \text{scope 2 (location-based)}}{\text{volume (génération d'énergie en scope 1)} \quad \text{volume (consommé en scope 1)}} \right)$$

2) -56% de l'intensité carbone des ventes d'énergie produites et achetées (scopes 1, 3.3.D, 3.15). Le calcul est :

$$\text{Intensité} = \left(\frac{\text{scope 1 \& 3 (génération d'énergie)} + \text{scope 3 (Ventes d'énergie nettes)}}{\text{volume (génération d'énergie en scope 1 \& 3)} \quad \text{volume (Ventes d'énergie nettes)}} \right)$$

3) -32.5% d'autres émissions de GES, incluant le scope 3 des achats, des biens immobilisés et la chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité (scopes 3.1, 3.2, 3.3.A et B).

Il convient de noter qu'ENGIE a retenu un objectif de réduction de l'intensité carbone liée à la génération et consommation d'énergie (scopes 1 et 2) qui va au-delà des exigences SBTi avec un engagement de -66% au lieu de -55%.

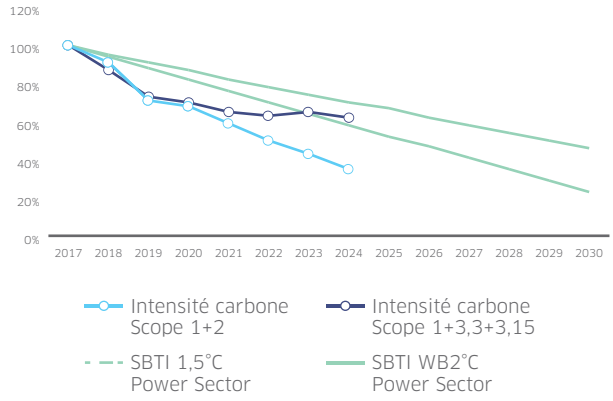
Le rapport d'avancement sur les objectifs de la certification *Well-below 2 °C* sont disponibles ci-dessous :

	Baseyear 2017	Résultat 2024	Objectif 2030
#1	304 g CO_2 éq. /kWh	-64% 107 g CO_2 éq./kWh	-66% 103 g CO_2 éq./kWh
#2	327 g CO_2 éq. /kWh	-38% 202 gCO_2 éq./kWh	-56% 143 g CO_2 éq./kWh
#3	132 Mt CO_2 éq.	-35% 86 Mt CO_2 éq.	-32,5% 89 Mt CO_2 éq.

Être aligné 1,5 °C selon la guidance *Power* de la SBTi supposerait de fixer la réduction de l'intensité carbone de la production d'énergie du Groupe à 78% vs 66% actuellement sur la période 2017-2030. À une si brève échéance, un tel ratio supposerait la vente de nombreux actifs thermiques en Europe qui, s'ils étaient fermés, mettraient en péril la sécurité du système électrique auquel ils sont raccordés. Ils continueront donc à émettre des gaz à effet de serre et ENGIE a fait le choix de ne pas céder ces actifs européens pour s'engager dans leur décarbonation. ENGIE est en capacité de décarboner ces actifs compte tenu de son positionnement dans les technologies de gaz renouvelables. Sur les ventes d'énergie, la trajectoire 1,5 °C nécessiterait d'augmenter l'objectif de réduction lié aux ventes d'énergie (électricité et chaleur) de -56% à environ -80% entre 2017 et 2030.

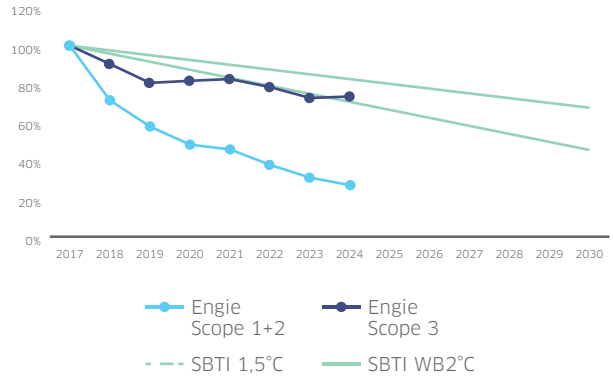
À noter qu'en 2024, le Groupe a appliqué un changement méthodologique sur le calcul des objectifs pour s'aligner avec les pratiques de place. Ainsi, le coefficient de conversion de l'énergie thermique à l'énergie électrique a été ramené de 0,61 à 1. Les facteurs d'émissions ont aussi évolués. Pour comparaison par rapport à l'année dernière, les valeurs 2017 des objectifs SBTI avant ces évolutions étaient de 331 gCO_2 éq./kWh (#1), 346 gCO_2 éq./kWh (#2) et 126 Mt CO_2éq.(#3). Les valeurs 2024 présentées tiennent compte de cette évolution ainsi que des éléments de la production d'énergie présentés en Section 3.1.2.1.6. Indicateurs climatiques à la référence [E1-5 39].

Guidance secteur *Power* sbti, intensité GES *(g CO_2 éq./kWh)*



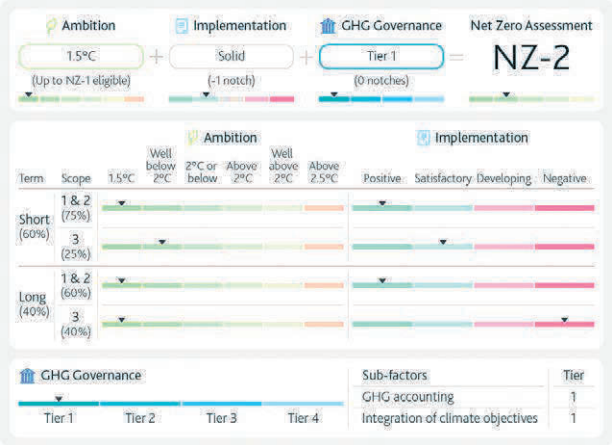
À noter qu'ENGIE appartient à la fois aux secteurs *Power* et *Oil & Gas* (pour ses activités d'infrastructures et de ventes de gaz représentant environ 35% des émissions totales du Groupe en 2024), pour lequel la guidance sectorielle n'a pas encore été publiée. Au-delà de la guidance *Power,* le Groupe répond aux critères d'une trajectoire 1.5°C de la *guidance* globale - tous secteurs confondus (réduction de 4,2% / an).

Guidance globale sbti, émissions ges absolues *(Mt CO_2 éq.)*



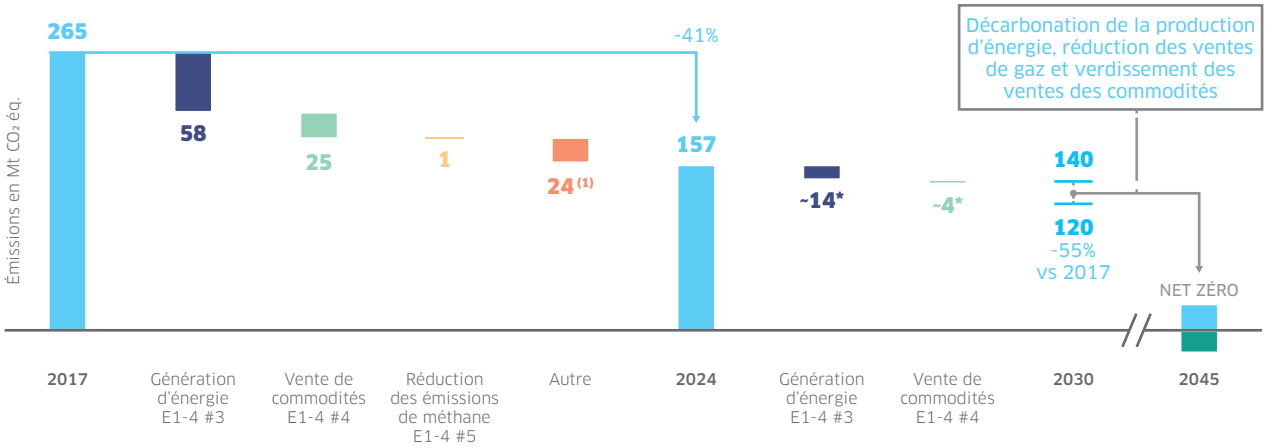
Détails sur l'évaluation *Transition Pathway Initiative* : La *Transition Pathway Initiative* (TPI), partenaire de la Climate Action 100+, considère aussi le Groupe comme aligné 1,5 °C à l'horizon 2030 (analyse basée sur le scénario Net Zero Émissions de l'Agence Internationale de l'Energie). Au-delà de 2030, la TPI considère qu'ENGIE suit une trajectoire *Well-below 2 °C*. Comme pour la SBTi, cet écart d'alignement avec le scenario 1,5°C vient du fait qu'ENGIE fait aussi partie du secteur *Oil & Gas* dont les objectifs d'atteinte du *Net Zéro* sont de 2050 selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

Détails sur l'évaluation Moody's : Moody's a évalué le plan de transition d'ENGIE avec la note NZ-2, correspondant à une ambition alignée avec une trajectoire 1,5 °C et un niveau solide sur l'implémentation des objectifs. Une synthèse de l'évaluation est disponible ci-dessous, le rapport complet étant par ailleurs sur le site de Moody's (https://ratings.moodys.io/products/nza).



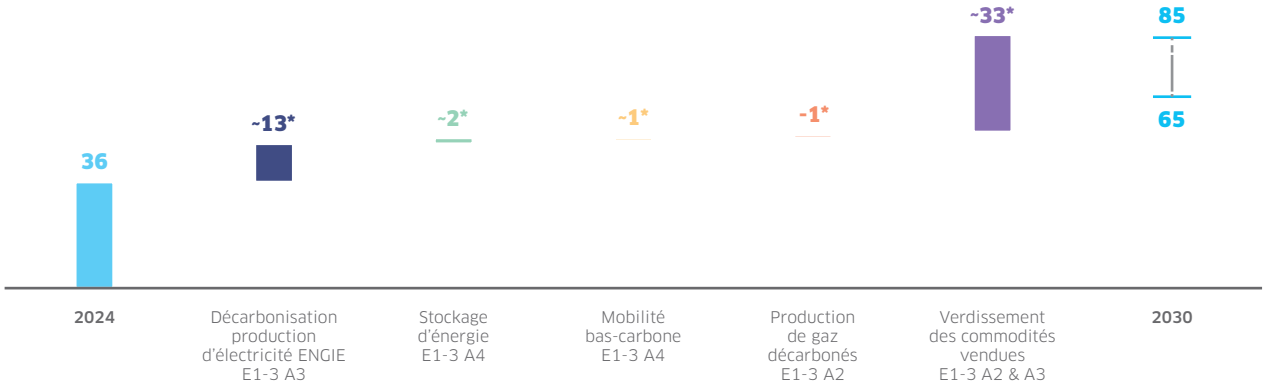
Rapport de progrès sur les cibles

Cibles #1 : évolution des émissions de GES totales à 2030

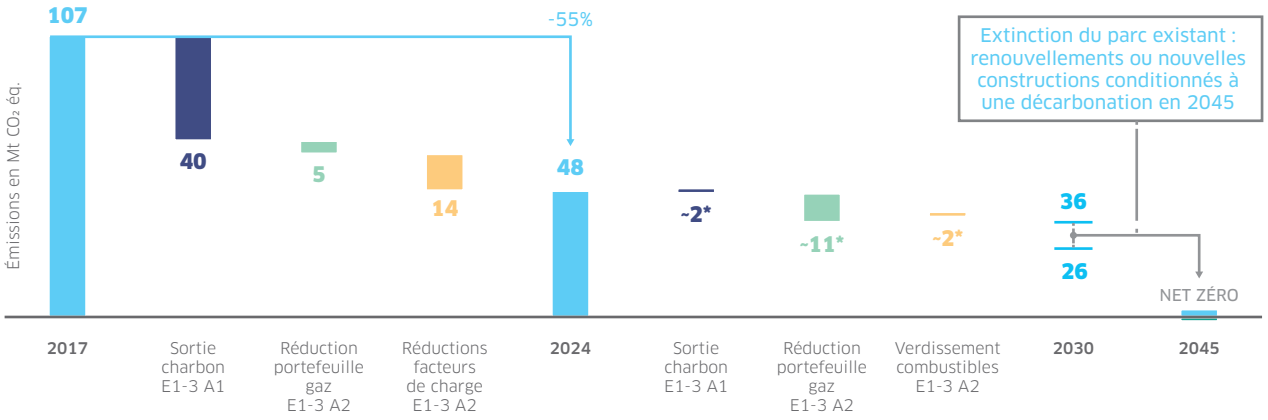


(1) Cette évolution inclut une réduction de 13 Mt CO_2e sur la chaîne amont des achats de combustible (catégorie 3.3.A) car moins de charbon et gaz consommés; de 12 Mt CO_2e sur les chaîne amont des achats de produits et services (catégories 3.1 et 3.2) car moins de volumes d'achat et un changement méthodologique; et de 1 Mt CO_2e sur le scope 1. À noter que cette évolution inclut une augmentation 3 Mt CO_2 sur la production d'électricité achetée pour la revente aux clients finals (3.3.D.).

Cibles #2 : évolution des émissions évitées à 2030

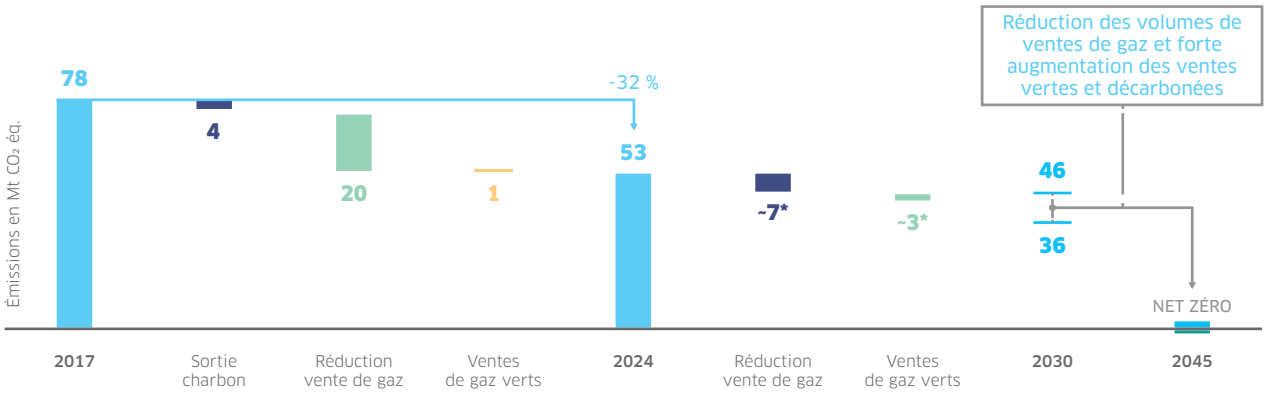


Cible #3 : évolution des émissions de GES liées à la production d'énergie à 2030 (scope 1 et 3.15)



* *Ces données sont des estimations prospectives mises à jour annuellement lors du Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT). Elles n'ont pas valeur d'objectif et sont partagées dans une démarche de transparence du Groupe vis-à-vis de l'externe.*

Cible #4A : évolution des émissions des GES liées à la vente de combustibles (énergies et combustibles) à 2030 (scope 3.11)



* *Ces données sont des estimations prospectives mises à jour annuellement lors du PAMT. Elles n'ont pas valeur d'objectif et sont partagées dans une démarche de transparence du Groupe vis-à-vis de l'externe.*

Informations non matérielles mais importantes pour le Groupe

Cible #5 : réduire les émissions de méthane des infrastructures gaz (scope 1)

Les émissions de méthane des infrastructures gaz représentent environ moins de 1% du bilan carbone (5% du scope 1) et sont par conséquent considérées comme non matérielles. Elles sont liées aux infrastructures gaz contrôlées ou opérées par le Groupe et sont principalement dues aux procédures de sécurité de mises à l'évent. 2024 marque une avancée majeure en Amérique Latine avec l'adhésion de nos entités Mejillones au Chili, TAG au Brésil et les DSO & TSO au Mexique à l'OGMP 2.0 (Oil & Gaz Methane Partnership, initiative gérée par le Programme des Nations unies pour l'Environnement, qui vise à minimiser les émissions de méthane et partager un cadre de *reporting* reconnu internationalement). Elles rejoignent ainsi nos entités Françaises (GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy) et Roumaine (Distrigaz Sud Retele) déjà engagées dans cette initiative.

Au-delà des engagements de ces entités, ENGIE se donne comme objectif global de réduire de 50% les émissions de méthane liées à ses infrastructures gaz (transport, distribution, terminaux méthaniers et stockage) consolidées dans le monde entre 2017 et 2030.

Oil & Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP) visant à réduire les émissions de méthane

GRDF	**Intensité de CH_4 (1) de 0,125%** d'ici à 2025
GRTgaz	**-80% d'émissions de CH_4** en 2025 par rapport à 2016
storengy	**-40% d'émissions de CH_4 en France ; -45% au Royaume-Uni ; -35% en Allemagne** en 2025 par rapport à 2016
elengy	**-30% d'émissions de CH_4** en 2025 par rapport à 2015
DISTRIGAZ SUD RETELE	**Intensité de CH_4 (1) de 0,093%** d'ici à 2028
mejillones	**-40% d'émissions de CH_4** entre 2023 et 2028
TAG ENGIE	**ENGIE Mexico est membre OGMP**

(1) *Émissions de CH_4/volume de gaz distribué.*

Projets d'absorption et d'atténuation des GES financés au moyen de crédits carbone [E1-7]

Récapitulatif des objectifs

[E1-7 61] ENGIE s'est engagé en mai 2021 à être Net Zéro sur ses trois scopes d'ici à 2045 en réduisant d'abord ses émissions de GES d'au moins 90% puis en contribuant à l'accroissement des puits de carbone au sein et au-delà de sa chaîne de valeur afin de neutraliser ses émissions résiduelles. Le Groupe s'est par ailleurs engagé à être Net Zéro sur ses pratiques de travail.

Pour rappel, toutes les cibles de réductions d'émissions de GES sont à comprendre en émissions brutes (émissions induites séparées des émissions séquestrées). De manière générale, le recours à la compensation ne remettra pas en question l'atteinte des objectifs de réduction des émissions.

Les solutions envisagées

[E1-7 57] À court terme (2030), le Groupe utilisera principalement des crédits carbone de solutions de séquestration carbone fondées sur la nature (telles que l'afforestation, la reforestation, l'agriculture régénératrice ou les mangroves). Les crédits carbone utilisent des standards reconnus (tels que Gold Standard & Verra VCS) et appliquent la réglementation en vigueur dans les pays où ils sont utilisés. Plusieurs contrats d'approvisionnement sont en discussion mais aucun n'a été signé à ce stade.

À plus long terme (2045), ENGIE s'appuiera en majorité sur des solutions technologiques d'émissions négatives du fait de son intégration au sein de la chaîne de valeur de la production d'énergie. Étant donné son métier d'énergéticien, le Groupe disposera en effet de volumes très conséquents de CO_2 biogénique. Par exemple, les technologies de capture de carbone à base de bioénergie (BE-CCS) comme la capture et la séquestration du CO_2 biogénique dans les méthaniseurs ou dans les centrales thermiques fonctionnant à la biomasse (biogaz, biométhane ou bois).

Les résultats 2024

[E1-7 56, 57, 58, 59] En 2024, le Groupe n'a pas généré de séquestration et stockage carbone dans ses opérations ou dans sa chaîne de valeur. Il a cependant annulé 1 721 t CO_2 de crédits carbone pour son propre compte. Les volumes significatifs commenceront à partir de 2030, pour délivrer l'objectif Net Zéro sur les pratiques de travail.

À noter que le Groupe annule aussi des crédits pour le compte de ses clients, souvent via des offres de produits compensés. Dans ces cas, le Groupe respecte bien l'ensemble des règlementations locales.

Total des absorptions carbone d'ENGIE et reversal associé 2024	**0 kt CO_2**
Total des crédits carbone utilisés en 2024 pour le compte d'ENGIE	**1721 t CO_2**
dont crédits de type absorption carbone	2,9%
dont crédits de type émissions évitées	97,1%
dont crédits reconnus utilisant des standards de qualités (1)	100%
dont crédits émis en Europe	0%

(1) Gold Standard & Verra VCS, Label Bas Carbone etc.

Tarification interne du carbone [E1-8]

[E1-8 62, 63] Le Groupe dispose de deux mécanismes liés au prix du carbone qui sont décrits ci-après.

Prise en compte des prix des quotas (notamment EU ETS en Europe) lors des modélisations de l'évolution du système énergétique européen à 2050. Ces derniers ont un impact direct sur les projections de prix de l'énergie qui sont au cœur de toutes les décisions stratégiques, budgétaires et d'investissements du Groupe en Europe. En particulier, pour les tests de dépréciation réalisés annuellement sur les actifs du Groupe, les valeurs recouvrables dans les états financiers sont déterminées à partir des projections des flux monétaires futur (voirNote 13.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidées"). Ces derniers se basent sur les projections de prix de l'énergie, lesquels utilisent le prix carbone comme hypothèse centrale (valeur spot au 31/12/2024 de 73 €/t). Le tableau ci-dessous synthétise par ailleurs la part des émissions du Groupe couverte par les quotas EU ETS.

Quota EU ETS en 2024	
Taux de couverture des émissions de GES brutes scope 1	73%
Taux de couverture des émissions de GES brutes scope 2	0%
Taux de couverture des émissions de GES brutes scope 3	0%

Ajout d'une contribution interne carbone afin de financer la future absorption carbone nécessaire pour atteindre les objectifs Net Zéro du Groupe (à partir de 2030). Cette dernière mettra à contribution toutes les entités consolidées du Groupe, avec un financement au prorata de leurs émissions scopes 1, 2 et 3. Cette contribution commencera à partir de 2030 et évoluera en fonction du volume nécessaire de carbone à séquestrer et du prix d'acquisition de la séquestration carbone.

3.1.2.1.5 Enjeu adaptation au changement climatique

Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique [E1-3]

[E1-3 26 ,29] Pour chaque action, le champ d'application est le périmètre consolidé ainsi que les entités comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence.

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
A6. Assurer la résilience climatique du Groupe à un niveau stratégique Inclusion du risque climatique dans les critères de sélection du portefeuille géographique et technologique du Groupe (au niveau national et local)	Action à mener en 2025	Amélioration de la résilience climatique du Groupe à un niveau stratégique	2050
A7. Assurer la résilience des sites en local Analyse du risque climatique et mise en place de plans d'adaptation lorsque nécessaire pour l'ensemble des nouveaux projets et des sites existants (process BD et process ERM Adaptation)	Action menée en 2024	Amélioration de la résilience climatique du Groupe à un niveau local	2050

Cibles liées à l'adaptation au changement climatique [E1-4]

[E1-4 AR31 , 34a, b, c, d] Afin de répondre à ses impacts, risques et opportunités matériels vis-à-vis du changement climatique, le Groupe s'est fixé les cibles suivantes :

Les objectifs liés au déploiement des processus d'adaptation climatique au sein d'ENGIE	Objectifs	Horizon de l'objectif
Part des sites existants ayant fait l'objet d'une analyse des risques physiques	100%	2025
Part des sites existants soumis à un risque climatique matériel disposant d'un plan d'adaptation	100%	2026
Part des nouveaux projets avec seuil de validation Comex et Conseil d'Administration intégrant une analyse de risque climat avant décision d'investissement	100%	2026

3.1.2.1.6 Indicateurs climatiques [E1-5, E1-6]

Consommation d'énergie et mix énergétique [E1-5]

[E1-5 38] Les informations concernant la consommation d'énergie et le mix énergétique sont les suivantes :

Consommation d'énergie et mix énergétique (scope 1 et scope 2)	2024
1) Consommation de combustible provenant du charbon et des produits à base de charbon *(en MWh)*	4 678 871
2) Consommation de combustible provenant du pétrole brut et de produits pétroliers *(en MWh)*	2 409 059
3) Consommation de combustible provenant du gaz naturel *(en MWh)*	91 752 323
4) Consommation d'autres sources fossiles *(en MWh)*	8 608 255
5) Consommation d'électricité, de chaleur, de vapeur et de froid achetés ou acquis à partir de sources fossiles *(en MWh)*	3 516 089
6) Consommation totale d'énergie fossile *(en MWh)*	**110 964 597**
Part des sources fossiles dans la consommation totale d'énergie *(en %)*	52%
7) Consommation provenant de sources nucléaires *(en MWh)*	**87 394 100**
Part de la consommation provenant de sources nucléaires dans la consommation totale d'énergie *(en %)*	41%
8) Consommation de combustible provenant de sources renouvelables y compris la biomasse (comprenant également des déchets industriels et municipaux d'origine biologique, du biogaz, de l'hydrogène renouvelable, etc.) *(en MWh)*	8 375 517
9) Consommation d'électricité, de chaleur, de vapeur et de froid achetés ou acquis à partir de sources renouvelables *(en MWh)*	4 976 179
10) Consommation d'énergie renouvelable non combustible autoproduite *(en MWh)*	na
11) Consommation totale d'énergie renouvelable *(en MWh)*	**13 351 696**
Part des sources renouvelables dans la consommation totale d'énergie *(en %)*	6%
CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE *(en MWh)* □□	**211 710 393**

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

[E1-5 39] La ventilation entre la production d'énergie renouvelable et non renouvelable est la suivante :

	2024
Production d'énergie renouvelable - scope 1 *(en MWh)* □□	90 697 048
Production d'énergie renouvelable - scope 3 *(en MWh*	14 929 885
Production d'énergie non renouvelable - scope 1 *(en MWh)*	100 558 973
Production d'énergie non renouvelable - scope 3 *(en MWh)*	73 014 628

□□ *Vérifiée par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

[E1-5 40] L'intensité énergétique sur la base du produit net est la suivante

	2024
Consommation totale d'énergie *(en MWh)* □□	211 710 393
Chiffre d'affaires *(en millions)*	73 812
Intensité énergétique sur la base du chiffre d'affaires	2 868

□□ *Vérifiée par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

Émissions brutes de GES des scopes 1, 2, 3 et émissions totales de GES [E1-6]

[E1-6 44] À noter que l'ensemble des objectifs climat du Groupe sont détaillés dans la Section 3.1.2.1.4.

En Mt CO_2 éq	2017	2024
Émissions de GES scope 1 □□	**80 489 233**	**21 947 533**
Production d'énergie (1)	76 377 307	20 435 596
Infrastructures gaz	2 597 138	1 243 469
Émissions de méthane des infrastructures gaz	*2 252 850*	*960 448*
Autres émissions des infrastructures gaz	*344 288*	*283 021*
Autres activités	1 514 788	268 467
Pourcentage d'émissions de GES scope 1 résultant des systèmes d'échange de quotas d'émission réglementés	42%	73%
Émissions de GES scope 2		
Scope 2 – *Location-based* □□	926 480	502 325
Scope 2 – *Market-based*	na	808 754
Émissions significatives de GES scope 3	**183 634 772**	**134 715 937**
3.1 Achats de biens et de services	14 868 671	3 231 943
3.2 Biens d'investissement	2 947 153	1 789 419
3.3 Activités relevant des secteurs des combustibles et de l'énergie (non incluses dans les périmètres 1 et 2)	58 046 707	48 902 239
Chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité (3.3.A. / 3.3.B. / 3.3.C)	*32 010 577*	*19 519 425*
Production d'énergie achetée pour la revente aux clients finals (3.3.D.)	*26 036 130*	*29 382 814*
3.6 Voyages d'affaires	-	57 252
3.7 Déplacements domicile-travail des salariés	-	69 553
3.11 Utilisation des produits vendus (ventes de combustibles)	77 635 767	52 583 063
3.15 Investissements dans des entreprises mises en équivalence	30 136 474	28 082 468
Production d'énergie (1)	*30 136 474*	*27 818 655*
Autres activités	-	*263 813*
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *LOCATION-BASED*	**265 050 485**	**157 165 795**
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *MARKET-BASED*		**157 472 224**

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*
(1) *L'indicateur "Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 (en Mt CO2 éq.)" est vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

L'intensité carbone de la production d'énergie (scope 1) est de 106,8 kg CO_2 éq./MWh éq. en 2024 □□ (1).

[AR46j] Le Groupe a par ailleurs émis 3,4 Mt CO_2 biogénique en 2024 (scopes 1 et 3 confondus).

(1) □□ *Vérifiée par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

[E1-6 AR54] L'intensité des GES sur la base du chiffre d'affaires est la suivante :

	2017	2024
Émissions totales de GES *Location-based*	265 050 485	157 165 795
Émissions totales de GES *Market-based*	na	157 472 224
Total Chiffre d'affaires [1] *(en millions)*	65 029	73 812
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *LOCATION-BASED* *(EN TCO_2ÉQ.)*/CHIFFRE D'AFFAIRES *(EN MILLIONS D'EUROS)*	**4 000**	**2 129**
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *MARKET-BASED* *(EN TCO_2ÉQ.)*/CHIFFRE D'AFFAIRES *(EN MILLIONS D'EUROS)*		**2 133**

(1) Selon le chiffre d'affaires présenté dans la Note 7 de la Section 6.2.2. "Notes aux Comptes consolidés".

Eléments méthodologiques appliqués pour le calcul des émissions totales de GES du Groupe

[AR39a] Pour l'établissement du bilan des émissions de GES (scopes 1, 2 et 3), le Groupe s'appuie sur les principes, exigences et orientations du *GHG Protocol Corporate Standards* (version 2004) et la norme ISO 14064 (complétée par la norme ISO 14069).

[AR39b] Les principales hypothèses et éléments méthodologiques retenus dans l'établissement du bilan des émissions de GES du Groupe sont décrits ci-après pour chacun des scopes 1, 2 et 3.

[AR39c] Le bilan des émissions de GES du groupe inclut les émissions des gaz à effets de serre du Protocole de Kyoto : CO_2, CH_4, N_2O et gaz fluorés.

[AR39d] Le Potentiel de Réchauffement Global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre, par rapport au CO_2. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO_2 équivalents sont les derniers mis à jour et publiés par le *Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat* (GIEC), considérés sur une échelle de 100 ans.

Périmètre

[AR40] Le périmètre du reporting du bilan des émissions de GES du Groupe inclut le même périmètre de consolidation que les états financiers consolidés du Groupe, c'est-à-dire les filiales contrôlées (intégration globale à 100%) et activités conjointes à hauteur de la quote-part de détention de l'actif, à l'exception des entités des activités de trading ainsi que les titres des filiales non consolidées car non significatives en termes d'impact environnemental. Ce périmètre est complété par la contribution des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. (entreprises associées et coentreprises). À noter qu'il n'a pas été identifié de cas où ENGIE pourrait avoir le contrôle opérationnel selon l'interprétation des ESRS et du *GHG Protocol*, dans les entités non contrôlées par le Groupe.

[AR41] Les émissions de GES du Groupe sont présentées en détaillant pour le scope 1, les émissions liées à la production d'énergie et les émissions des infrastructures gaz et pour le scope 3, les émissions des activités des secteurs des combustibles et de l'énergie et l'utilisation des produits vendus (ventes de combustibles) en lien avec les activités du Groupe.

Scope 1

Émissions de scope 1 vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).

[AR43a] Les émissions de GES du Groupe pour le scope 1 regroupent les émissions liées à la combustion fixe et mobile, les émissions liées au process et les émissions fugitives. Les calculs des émissions s'appuient sur les données opérationnelles remontées par les installations sur les différents combustibles utilisés.

Le Groupe réalise des prestations de valorisation de gaz résiduels pour un client producteur d'acier, ArcelorMittal. Cette prestation permet de satisfaire en grande partie les besoins en électricité d'ArcelorMittal et réduit donc ses émissions de GES en évitant une importante consommation d'électricité du réseau : 100% des émissions sont inhérentes au processus de fabrication de l'acier. Au terme de ce processus, la réglementation impose en effet aux producteurs d'acier la combustion, généralement faite par torchage, des gaz résiduels. Le Groupe intervient dans ce processus uniquement pour en tirer une énergie autrement perdue en cas de torchage, en se substituant à ArcelorMittal pour la combustion mais sans générer d'émissions de GES supplémentaires. C'est pour cette raison que la méthodologie de reporting d'ArcelorMittal inclut la comptabilisation des émissions directes des centrales externes auxquelles les gaz résiduels sont livrés pour valorisation. Cet état de fait est confirmé par la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat et les décrets associés fixant des plafonds d'émission de gaz à effet de serre pour les centrales électriques à combustibles fossiles. En effet, le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 stipule que "Les émissions issues des gaz de récupération utilisés dans des installations de production d'électricité ne sont pas comptabilisées". Par conséquent, le Groupe exclut ces émissions de GES du scope 1, et les centrales DK6 en France et Knippegroen et Rodenhuize en Belgique ne rapportent plus d'émissions associées aux gaz sidérurgiques. S'agissant de gaz résiduels et non d'un combustible avec une chaîned'approvisionnement, le Groupe ne comptabilise pas d'émissions associées à une chaîne amont du combustible dans le scope 3. À l'exception des émissions de GES associées à la combustion de gaz sidérurgiques, l'ensemble des indicateurs environnementaux de ces entités est comptabilisé dans les données consolidées, tout comme leur production d'énergie qui rentre dans le calcul des émissions spécifiques du Groupe.

[AR43b] Les facteurs d'émissions utilisés sont calculés sur la base des facteurs d'émissions publiés par le GIEC (*IPCC Guidelines for National GHG Inventories, Vol. 2 Energy – 2006*).

[AR43c] Le Groupe intègre dans le reporting des émissions de GES les émissions biogéniques de CO_2 résultant de la combustion ou de la biodégradation de la biomasse et inclut les émissions d'autres types de GES, notamment le CH_4 et le N_2O.

[AR43d] Les émissions de GES reportées par le Groupe n'intègrent pas les absorptions ou les crédits carbone achetés, vendus ou transférés, ou les quotas de GES.

[AR43e] Pour les activités qui rentrent dans le cadre de la réglementation EU-ETS, les émissions reportées en scope 1 suivent la même méthodologie.

[AR44] Pour le calcul du pourcentage d'émissions de GES du scope 1 relevant de la réglementation EU-ETS présenté précédemment, le Groupe :

- prend en compte les émissions de GES des installations qu'il opère et qui relèvent de la réglementation EU-ETS ;
- inclut les émissions de CO_2, CH_4, N_2O et gaz fluorés ;
- suit les mêmes périodes de reporting annuel pour les émissions GES scope 1 et les émissions relevant de la réglementation EU-ETS ;
- calcule le pourcentage en appliquant la formule : (émissions de GES (en t CO_2 éq.) provenant des installations relevant de la réglementation EU-ETS + ETS nationales + hors EU ETS) / (total des émissions GES scope 1 en t CO_2 éq).

Scope 2

Émissions de scope 2 location based vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).

[AR45] Pour l'établissement du bilan des émissions de GES scope 2, le Groupe :

- s'appuie sur les principes, exigences et orientations du *GHG Protocol Corporate Standards* (document d'orientation scope 2 version 2015) ;
- inclut les achats d'électricité, de vapeur, de chaleur et de froid ;
- exclut du scope 2 les émissions reportées dans les scopes 1 et 3 pour éviter une double-comptabilisation ;
- applique pour les stations de pompage-turbinage les mêmes principes que pour les batteries conformément aux préconisations de la taxonomie européenne. Ainsi, la consommation d'électricité correspond à la différence entre l'électricité fournie par le réseau et celle restituée sur le réseau. Cette dernière n'est par conséquent pas comptabilisée dans la production d'électricité du Groupe ;
- applique pour le scope 2 les méthodologies *location-based* (quantification sur la base de facteurs d'émissions moyens de la production d'énergie pour des emplacements géographiques définis) et le *market-based* (quantification sur la base des émissions de GES émises par les producteurs auprès desquels le Groupe achète contractuellement de l'électricité groupée avec des instruments ou des instruments contractuels seuls) ;
- communique les émissions biogéniques de CO_2 résultant de la combustion ou de la biodégradation de biomasse séparément des émissions GES du scope 2 le cas échéant ;
- n'inclut pas dans le calcul des émissions GES de scope 2 les absorptions, les crédits carbone achetés, vendus ou tranférés, ou les quotas de GES.

Scope 3

[AR46] Pour l'établissement du bilan des émissions de GES scope 3, le Groupe :

- s'appuie sur les principes, exigences et orientations du *GHG Protocol Corporate Value Chain (scope 3) (Version 2011) et* décompose ses émissions totales de GES de scope 3 selon les 15 catégories définies par le *GHG Protocol* ;
- procède chaque année à la ré-évaluation des émissions de scope 3 pour chacune des catégories publiées ;
- identifie et publie les catégories significatives du scope 3 par rapport aux émissions totales de GES du Groupe et selon les critères définis par le *GHG Protocol* ;
- exclut du reporting du bilan carbone présenté pour le Groupe les catégories d'émissions de GES du scope 3 suivantes en raison de leur caractère non significatif par rapport au total des émissions de GES reportées par le Groupe ou non pertinent compte tenu du périmètre d'activité du Groupe :
  - Scope 3.4 "Transport de marchandises amont et distribution" ;
  - Scope 3.5 "Déchets produits lors de l'exploitation" ;
  - Scope 3.8 "Actifs en *leasing* amont" ;
  - Scope 3.9 "Transport de marchandises aval et distribution" ;
  - Scope 3.10 "Transformation des produits vendus" ;
  - Scope 3.12 "Fin de vie des produits vendus" ;
  - Scope 3.13 "Actifs en *leasing* aval" ;
  - Scope 3.14 "Franchises" ;
- précise ci-après les données sources utilsées :
  - Scope 3.1 "Achats de biens et de services" et scope 3.2 "Biens d'investissement" : ces deux catégories sont les seules à ne disposer d'aucune donnée primaire (3,7% du scope 3). Elles sont calculées sur la base des dépenses comptabilisées sur l'exercice annuel.
  - Scope 3.3 "Activités relevant des secteurs des combustibles et de l'énergie (non incluses dans les scopes 1 et 2)" : cette catégorie inclut la "Chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité (3.3.A, 3.3.B. et 3.3.C.)" et "Production d'électricité achetée pour la revente aux clients finals (3.3.D.)".
    - Pour "la chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité" : le Groupe utilise tous les volumes de combustibles consommés ou vendus des entités consolidées (combustions du scope 1 et ventes de la catégorie 3.11) ; ainsi que tous les volumes d'énergie consommés ou perdus des entités consolidées (scope 2).
    - Pour "la production d'énergie achetée pour la revente aux clients finals (3.3.D.)" : le Groupe utilise tous les volumes d'énergie (électricité, chaleur et froid) vendus aux clients finals, en séparent les types de commodités (renouvelable, décarboné ou provenant du réseau). Pour éviter des doubles comptage avec les émissions GES liées à la génération d'énergie, un *netting* par pays est effectué pour ne représenter que les émissions liées aux ventes de l'énergie qui n'a pas été produite par les installations du Groupe.

- Scope 3.6 “Voyages d'affaires” : les émissions de GES liées (transport en avion ou en train) sont calculées soit à partir des données d'émissions de GES fournies par les transporteurs concernés soit à partir de données estimatives si les données d'émissions des transporteurs ne sont pas disponibles. Le principal prestataire du Groupe a modifié les facteurs d'émissions utilisés en 2024 pour les catégories de vols *Domestic, Short Haul et Long haul* conduisant à une augmentation significative des émissions liées aux voyages aériens sur son périmètre. Les données collectées couvrent 97% des salariés du Groupe hors GEMS. Pour le périmètre GEMS, les données font l'objet d'une extrapolation car elles ne sont reportées que pour 73% des salariés de ce périmètre.
- Scope 3.7 “Déplacements domicile-travail des salariés” : les émissions de GES liées concernent les consommations d'énergie des différents moyens de transport utilisés par les salariés sur les trajets domicile-travail (à l'exclusion des véhicules détenus par l'entreprise pour lesquels les émissions de GES liées sont comptabilisées en scope 1). Ces émissions ne peuvent être mesurées de façon précise et les calculs sont basés sur des estimations réalisées à partir soit des données collectées sur les habitudes de transport des salariés (moyens de transport utilisés et distance) soit sur des données moyennes basées sur des benchmarks. Pour l'exercice 2024, les données collectées pour estimer le *commuting* correspondent à environ 70% du périmètre Groupe. Les données collectées ont donc été extrapolées pour être représentatives de l'entièreté du périmètre Groupe.
- Scope 3.11 “Utilisation des produits vendus (ventes de combustibles)” : le Groupe utilise les volumes de combustibles (gaz, biométhane, biomasse) vendus aux clients finals.
- Scope 3.15 “Investissements” : cette catégorie comprend les émissions de scope 1 et de scope 2 des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (entreprises associées ou coentreprises). Leurs émissions sont reportées proportionnellement à leur taux de consolidation dans les états financiers du Groupe ;

- précise ci-après les facteurs d'émissions utilisés :
  - concernant les Analyses de Cycle de Vie (ACV) des combustibles et technologies : utilisation de la base ecoinvent 3.9 sauf dans les cas listés ci-après : i) pour l'ammoniac bleu et l'ammoniac vert (*blue* and *green ammonia*), les facteurs d'émission utilisés proviennent de la base Sphera (*1st Life Cycle GHG Emission Study on the Use of Ammonia as Marine Fuel - Sphera 2024 (https://sphera.com/resources/report/1st-life-cycle-ghg-emission-study-on-the-use-of-ammonia-as-marine-fuel/)*), ii) pour le biométhane 1G, les facteurs d'émission utilisés sont adaptés à partir de la base de données des facteurs d'émissions biogéniques, iii) pour l'hydrogène gris, bleu et vert, le gaz naturel, les gaz de synthèse et le biométhane 2G les facteurs d'émission proviennent des données du laboratoire CRIGEN (département de recherche du Groupe) fondées sur des analyses de cycle de vie,
  - concernant l'énergie (électricité, chaleur, froid) achetée pour la consommation ou la revente : utilisation des facteurs d'émission décrits ci-dessus et des volumes de production par pays communiqués par les transporteurs locaux (exemple : ENTSOE pour l'Europe). Pour les achats de chaleur, utilisation des facteurs d'émission communiqués par la FEDENE (Fédération des services Energie et Environnement),
  - concernant les produits et services achetés : utilisation de facteurs d'émissions appliqués au cas par cas sur les valeurs des dépenses par catégorie d'achat. Les facteurs d'émission utilisés pour l'exercice 2024 sont issus d'un affinage de la méthodologie utilisée jusqu'alors. Le nombre de facteurs d'émissions utilisé a fortement augmenté, de même que leur granularité. La plupart restent à ce stade des facteurs d'émission génériques ou des combinaisons de facteurs d'émission génériques, signe de la faible maturité du marché fournisseur (peu d'entre eux ayant effectué des analyses carbone détaillées sur leurs produits à date).

[AR47] Pour l'établissement du total des émissions de GES présenté précédemment, le Groupe applique les formules suivantes :

Total émissions de GES *location-based* *(t CO_2eq)* = **Gross Scope 1** + **Gross Scope 2** *location-based* + **Gross Scope 3**

Total émissions de GES *market-based* *(t CO_2eq)* = **Gross Scope 1** + **Gross Scope 2** *market-based* + **Gross Scope 3**

Éléments méthodologiques appliqués pour le calcul des émissions évitées du Groupe

Le calcul des émissions évitées par les produits et services d'ENGIE suit les principes du *GHG Protocol* et la guidance *WBCSD (World Business Council for Sustainable Development)* publiée en 2023. Ces émissions évitées concernent la production d'énergie bas-carbone, de gaz verts, les ventes de commodités vertes (gaz et électricité) et les services de mobilité bas-carbone. Le calcul annuel des émissions évitées pour un produit/service se base sur la différence entre les émissions de GES du produit ENGIE et la moyenne des solutions équivalentes disponibles sur le marché.

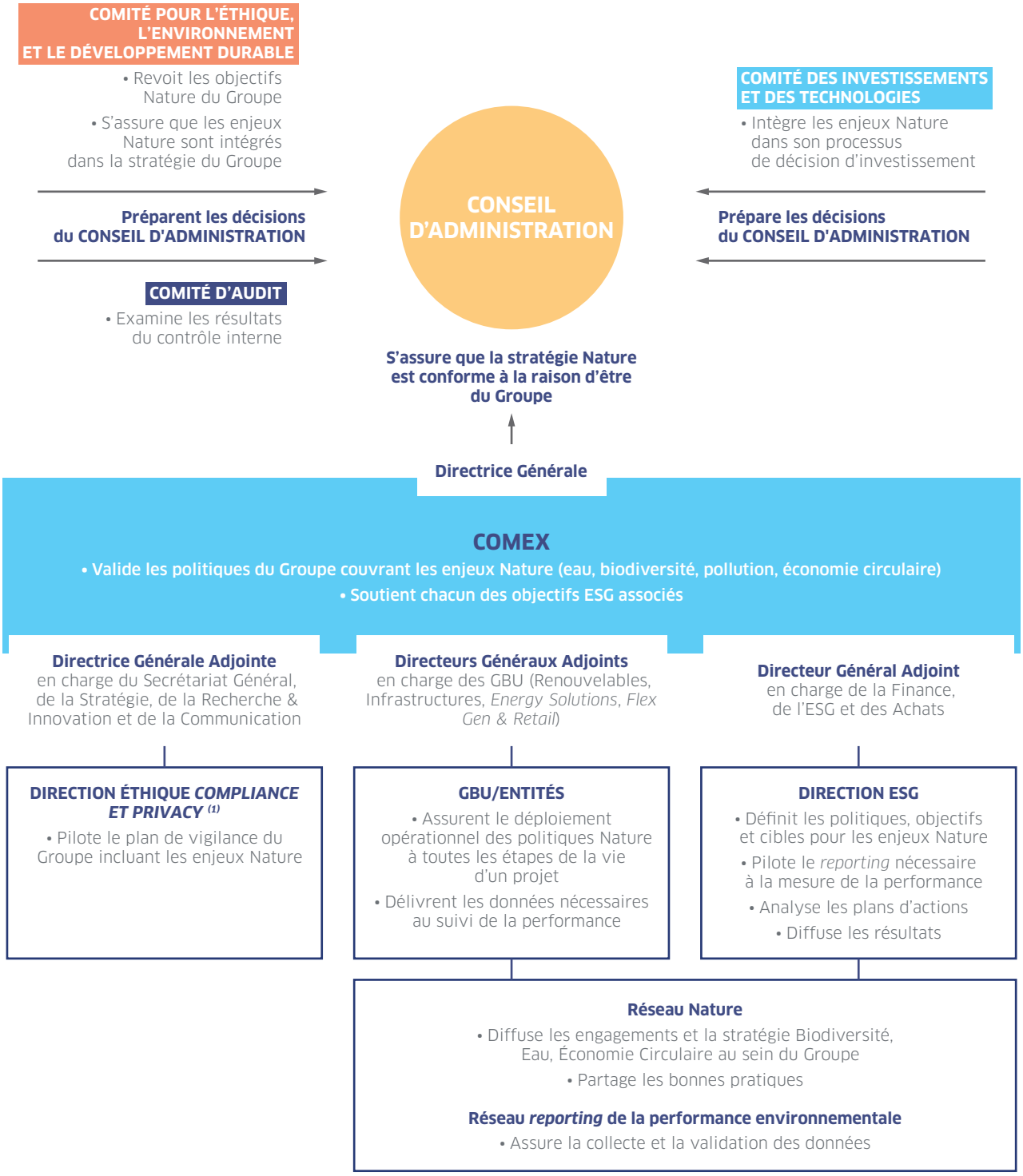
3.1.2.2 Gestion des enjeux nature [E2, E3, E4, E5]

3.1.2.2.1 Gouvernance des enjeux

[MDR-P] [ESRS-2 GOV-1, GOV-2]

La gouvernance des enjeux nature (pollution, eau, biodiversité, économie circulaire et ressources naturelles) est décrite dans le schéma ci-dessous.

UNE GOUVERNANCE NATURE MOBILISANT LES INSTANCES DIRIGEANTES



(1) Rattachée à la Direction Juridique Éthique et Conformité.

3.1.2.2.2 Pollution industrielle [ESRS E2]

Introduction [ESRS-E2 IRO-1, E2-6]

IROs matériels [ESRS-E2 IRO-1]

En matière de pollution, les IRO matériels retenus suite à une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif (E2-I1) :** pollution des sols et de l'eau avec un impact sur la santé humaine ou les écosystèmes du fait des opérations directes ou de la chaîne de valeur ;
- **Impact négatif (E2-I2) :** pollution de l'air, du sol et de l'eau dans la chaîne de valeur, y compris dans les zones d'extraction des matières premières, mettant en danger la santé humaine et les écosystèmes ;
- **Impact négatif (E2-I3) :** pollution de l'air engendrée par les rejets de fumées issues de la combustion des centrales thermiques (NOx, SOx, particules et autres) qui peut avoir un impact sur la santé humaine et les écosystèmes ;
- **Impact positif (E2-I4) :** le besoin en surface au sol du solaire, de l'éolien, des batteries ou de l'hydrogène peut permettre de valoriser des terrains pollués et générer des revenus utiles aux efforts de restauration ;
- **Risque (E2-R1) :** risque de réputation en cas d'accident ou de mauvaise gestion des problèmes de pollution ;
- **Risque (E2-R2) :** risque d'amendes, de pénalités, de compensations, voire de ralentissement de l'activité ou de perte du permis d'exploitation en raison du non-respect des réglementations sur la pollution industrielle et de l'impact sur la santé des communautés locales ;
- **Risque (E2-R3) :** affaiblissement ou interruption de la chaîne d'approvisionnement et de la production en raison de l'incapacité des partenaires à se conformer aux exigences environnementales.

Les natures de pollution et les types de sites associés sont :

	Principales pollutions émises	Types de sites potentiellement impactants
Pollution atmosphérique	• Dioxyde d'azote • Dioxyde de soufre • Particules • dans une moindre mesure, Mercure	• Unités de production d'électricité et de chaleur par combustion
Pollution de l'eau	• Variation de température • Trace de désinfectants (chlore, sels)	• Centrales thermiques • Usines de dessalement • Terminaux méthaniers • Unités de production de chaleur
Pollution des sols	• Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)	• Anciennes usines à gaz

Politique mise en place [E2-1] [MDR-P]

[E2-1 15a, AR11] Le Groupe s'est doté d'une politique Anti-pollution pour réduire et maîtriser les risques de pollution (air, eau, sol) liés à ses activités ou sa chaine de valeur avec pour objectif la protection des personnes et des écosystèmes.

La politique inclut les approches mises en œuvre en matière de :

- prévention de la pollution ;
- dispositif de contrôle ;
- gestion des incidents et des situations d'urgence.

Prévention, réduction et dispositif de contrôle [ESRS E2-1 15a]

ENGIE applique des protocoles de sécurité et des stratégies de gestion des risques, incluant la maintenance préventive et l'utilisation des meilleures techniques disponibles, pour minimiser les risques de pollution de l'air, de l'eau et des sols. Ces actions s'appuient sur des pratiques opérationnelles qui permettent d'éviter, de contrôler et de surveiller les émissions des polluants. Les émissions dans l'air, l'eau et les sols, lorsqu'elles ne peuvent être évitées, sont réduites notamment par le biais de mise en place de système de filtration des fumées, de traitement de l'eau avant rejet ou de système d'étanchéité par rapport au sol.

ENGIE s'efforce d'identifier les potentielles pollutions air, eau et sol générées par les acteurs situés en amont de sa chaîne de valeur au travers des ACV, pour évaluer, par exemple, la pollution potentielle dans les zones d'extraction de matières premières, qui sont souvent sources d'impacts environnementaux. Cette approche permet d'avoir une vision globale des impacts environnementaux et de mieux comprendre l'empreinte écologique complète des activités, de la production des matières premières jusqu'à la fin de vie des produits et services.

Gestion des incidents et situations d'urgence [ESRS E2-1 15c]

En cas d'urgence, des procédures de réponse détaillées sont en place, avec des équipes spécialisées et des plans de gestion adaptés à chaque type de pollution. Des formations régulières renforcent la capacité à gérer efficacement ces situations.

Si un incident survient, des actions immédiates sont prises pour limiter son impact, telles que l'information des communautés affectées, la réduction des émissions et la décontamination. Enfin, après un incident, ENGIE mène des enquêtes pour évaluer les causes, réparer les dommages environnementaux et sanitaires, et mettre en place des mesures correctives pour éviter de futurs incidents.

	Politique anti-pollution
Champ d'application [MDR-P 65b]	Elle s'applique à l'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La politique Anti-pollution du Groupe est mise en œuvre par la Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	ENGIE est membre fondateur du Forum Pollution Transfrontalière du CITEPA. ENGIE respecte les réglementations internationales et locales sur la pollution en surveillant les émissions dans l'ensemble de ses activités. ENGIE se conforme à la directive sur les émissions industrielles de l'Union européenne, qui impose des limites strictes aux émissions de polluants des installations industrielles.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Anti-pollution.pdf

Actions [E2-2]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Intégrer les enjeux de pollution air, eau et sol dans le développement des projets	Action menée en 2024	Diminution des émissions dans l'air de NOx, SO_2 et Particules Prévention et réduction des pollutions dans l'eau et les sols	Toutes les entités industrielles du Groupe	Permanent
Améliorer le diagnostic/inventaire des polluants dans l'air, l'eau et les sols liés aux processus industriels	Action à lancer	Meilleure connaissance des substances à surveiller	Toutes les entités industrielles du Groupe	2026
Dépolluer les anciens sites gaziers (AUG : Anciennes Usines à Gaz)	Action menée en 2024	Réhabilitations et cessions terminées	Anciennes Usines à Gaz au portefeuille du Groupe	2026

[E2-2 AR18] [MDR-A 69] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction du type de projet ou de site. En pratique, les principaux coûts encourus pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessous sont notamment : des dépenses externes de bureaux d'études, la mise en place de système de filtration pour les polluants atmosphériques, le suivi et la mesure des polluants, le traitement de l'eau avant rejet, la réhabilitation des sols, les réparations des dommages en cas de pollution accidentelle.

[E2-2 18] En 2024, en France, le Groupe a ainsi réalisé les travaux de réhabilitation des sols d'anciennes usines à gaz afin de dépolluer les sites concernés. Par exemple, pour le site de Coudekerque, le Groupe a réalisé les actions de réhabilitation des sols entre septembre 2023 et février 2024. Les principaux polluants ont été les HAP (Hydrocarbures aromatiques polycycliques), les HCT (hydrocarbures totaux), le benzène et les cyanures totaux.

Cibles et KPIs [E2-3, E2-4]

Pollution atmosphérique

Mesures et estimations : les émissions liées aux NOx, SOx et particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Si des mesures discontinues sont effectuées sur un site, une moyenne des mesures sur les cinq dernières années est réalisée lorsque cela est possible pour éviter des incohérences liées à des mesures ponctuelles.

Cibles : [MDR-T] [E2-3 22] Depuis 2022 ENGIE s'est doté d'objectifs volontaires à échéance 2030 pour réduire les émissions de polluants atmosphériques. Ces objectifs sont aujourd'hui atteints ou proches de l'être et une réflexion doit être menée pour définir de nouvelles cibles en cohérence avec le modèle d'affaires et les IROs.

Polluant	Objectif à 2030	Nature et description de l'objectif	Année de référence	Valeur de référence	Reporting 2024	Taux de réduction par rapport à l'année de référence	IRO correspondants
Dioxyde d'azote (NOx)	-75%	Réduction des émissions d'oxydes d'azote	2017	92 209 t	23 223 t	-75%	E2-I1, E2-I3, E2-R1, E2-R2
Dioxyde de soufre (SO_2)	-98%	Réduction des émissions de dioxyde de soufre	2017	159 623 t	2 859t	-98%	E2-I1, E2-I3, E2-R1, E2-R2
Particules	-60%	Réduction des émissions de particules totales	2017	7 353 t	2 636 t	-64%	E2-I1, E2-I3, E2-R1, E2-R2

Note méthodologique sur la fixation des cibles :

- **[E2-3 23]** Les objectifs de réduction des émissions de NOx, SOx, PM dans l'air s'inscrivent dans le cadre de l'engagement d'ENGIE en faveur de la prévention et du contrôle des polluants atmosphériques. La réduction des NOx contribue à la lutte contre la pollution de l'air, en particulier pour diminuer l'acidification et l'eutrophisation, ainsi que la formation de smog. L'objectif de réduction des SOx vise à prévenir l'acidification de l'atmosphère, responsable de la pollution acide et des précipitations acides, qui affectent gravement les sols et les écosystèmes aquatiques. Les particules, en plus d'affecter la qualité de l'air, peuvent être associées à des problèmes respiratoires, et leur contrôle est essentiel pour améliorer la santé publique.
- **[MDR-T 80f]** Le calcul des cibles est réalisé sur base de la trajectoire définie dans le cadre du plan à moyen terme CO_2. Ces cibles portent sur les activités de production d'énergie thermique et les activités gaz.
- **[MDR-T 80g]** L'élaboration des cibles est réalisée avec les GBU et sur base d'échanges entre pairs, des attendus des standards internationaux (réglementation, TNFD, SBTN) et des questions des agences de notation (Moody's, S&P).

KPIs :[E2-4 28a] Les émissions dans l'air sont :

	Résultats 2024 totaux	Résultats 2024 selon seuils E-PRTR*	Unité
Dioxyde d'azote (NOx)	23 223	18 301	t
Ratio intensité dioxyde d'azote émis pour la production d'énergie	0,121		t/GWh
Dioxyde de soufre (SO_2)	2 859	1 868	t
Ratio intensité dioxyde de soufre émis pour la production d'énergie	0,015		t/GWh
Particules totales	2 636	1 507	t
Ratio intensité particules émises pour la production d'énergie	0,014		t/GWh
Mercure	107	31	kg
Ratio intensité mercure émis pour la production d'énergie	0,0006		kg/GWh

* *E-PRTR : Registre Européen des rejets et des transferts de polluants.*

Les valeurs rapportées selon les exigences de la CSRD sont celles répondant aux seuils de l'E-PRTR.

Systèmes de mesure :

- **[E2-4 30b]** Le Groupe utilise des systèmes de surveillance continue des émissions (CEM) pour suivre en temps réel les niveaux de polluants atmosphériques émis par les installations de combustion. Ces systèmes permettent une collecte continue des données sur les polluants émis, assurant ainsi la conformité avec les réglementations environnementales. Le Groupe utilise également des systèmes de surveillance prédictive des émissions (PEM) pour estimer de manière fiable les niveaux d'émissions à partir de paramètres opérationnels.
- Pour les sites soumis à la réglementation européenne, les fréquences et méthodes de mesure respectent la directive relative aux émissions industrielles, ainsi que les recommandations associées dans les BREF (documents de référence européens définissant les meilleures techniques disponibles). Hors Union européenne les fréquences et méthodes de mesure respectent les réglementations en vigueur localement.
- **[E2-4 30c]** Les données concernant les polluants atmosphériques sont collectées annuellement dans le cadre du reporting environnemental du Groupe pour toutes les filiales contrôlées (intégration globale à 100% dans les états financiers) pour lesquelles l'activité est pertinente en termes de mesures d'impact environnemental. Dans l'éventualité de données manquantes lors du reporting, des estimations sont faites sur la base des meilleures informations disponibles à date.

Pollution de l'eau

Cible : [MDR-T] Une réflexion est en cours pour définir, le cas échéant, des cibles en matière de polluants de l'eau.

Mesures :

- **[E2-4 30]** Concernant les polluants émis dans l'eau, le Groupe suit les éléments physico-chimiques de l'eau rejetée par des mesures en continu ou par des prélèvements ponctuels en fonction des sites et des éléments recherchés. À titre d'exemple, la température de l'eau rejetée est suivie en continu, alors que la mesure des concentrations en métaux lourds fait l'objet d'échantillonnage ponctuel dans le respect des permis d'exploitation et des normes en vigueur.
- **[E2-4 28a]** Les données concernant les polluants émis dans l'eau sont collectées localement. Un plan d'action est en cours pour consolider ces informations au niveau Groupe.

Pollution des sols

Cible : Une réflexion est en cours pour définir, le cas échéant, des cibles en matière de pollution des sols.

Mesures :

- **[E2-4 28a]** À l'exception des anciennes usines à gaz, les quantités de polluants dans les sols sont négligeables et relèvent davantage de pollutions accidentelles. En 2024, il n'y a pas eu de pollution accidentelle qui aurait conduit à des quantités significatives de polluant dans les sols.
- **[E2-4 30b]** Les mesures et méthodologies associées sont adaptées aux circonstances (type de polluant, activité, etc.), que la pollution des sols soit de nature accidentelle ou soit le résultat d'un épisode de pollution passé. Un plan d'action est mis en œuvre pour identifier les mesures à mettre en place.

- Les anciennes usines à gaz (AUG) quant à elles ont fait l'objet d'analyses de sols approfondies en 1990 permettant de comprendre la nature de la pollution. Ces diagnostics, réalisés par des bureaux d'études externes, mettent en évidence la stabilité des polluants pour les paramètres traceurs des AUG. Depuis 2019, l'ensemble des usines restant dans le périmètre du Groupe a été de nouveau analysé, et quand des mesures de suivi et des recommandations ont été préconisées par des bureaux d'études en fonction des résultats, elles ont été mises en œuvre. Ces mesures mises en place peuvent par exemple être des suivis des eaux souterraines au droit du site.

Effets financiers anticipés [E2-6]

[E2-6 40b AR31] En 2024, aucun incident majeur n'a été identifié, que ce soit d'un point de vue impact physique ou financier.

3.1.2.2.3 Eau [ESRS E3]

Introduction [ESRS-E3 IRO-1]

En matière d'eau, les IRO matériels retenus suite à une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif (E3-I1) :** utilisation importante d'eau douce pour assurer le refroidissement des centrales thermiques et nucléaires, ainsi que le fonctionnement des terminaux méthaniers ;
- **Impact négatif (E3-I2) :** consommation importante d'eau pour l'extraction de matières premières, y compris les combustibles ;
- **Risque (E3-R1) :** ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité suite à des contraintes sur le fonctionnement des sites de production et des activités industrielles dues à des pénuries d'eau, à des températures de rivière inadaptées, à des conflits d'usage, à des restrictions d'usage et à des exigences réglementaires accrues ;
- **Risque (E3-R2) :** amendes et pénalités pour non-respect des réglementations en matière d'utilisation de l'eau ;
- **Opportunité (E3-O1) :** demande croissante de projets de dessalement répondant à des normes environnementales élevées.

[E3-1 11, AR16-18] Les principaux processus d'ENGIE ayant des impacts sur l'eau douce (eau de surface, eau souterraine, eau de pluie, eau provenant de tierces parties) sont :

- les prélèvements d'eau pour toutes les activités ;
- la consommation pour le refroidissement des centrales thermiques et les processus industriels ;
- l'utilisation de l'eau pour la production d'hydroélectricité et le pompage turbinage ;
- l'utilisation de l'eau dans les phases de construction des sites;
- les rejets d'eau des centrales de production d'énergie.

Le Groupe est donc dépendant de la disponibilité de la ressource en eau douce et des services écosystémiques associés.

Dans la chaîne de valeur amont, l'impact sur la ressource en eau est principalement lié à l'extraction des matières premières et aux processus de transformation.

Politique mise en place [E3-1] [MDR-P]

La politique du Groupe en matière de gestion de l'eau comprend :

- l'évaluation des risques et opportunités liés à l'eau dès la phase de projet ;
- la mise en œuvre d'actions au niveau local avec les parties prenantes impliquées pour atténuer l'impact sur les ressources en eau douce et pour développer des approches innovantes en respectant la logique de la séquence éviter – réduire – compenser ;
- l'évaluation de l'empreinte eau de ses activités sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

[E3-1 12a, AR16-18] La politique couvre les enjeux d'eau douce dans le cadre de l'utilisation de la ressource, du traitement de l'eau, de la prévention et de la réduction des pollutions, du stress hydrique et de la réglementation. Les exigences sont renforcées sur les sites en zones de stress hydrique. La politique couvre également la partie amont de la chaîne de valeur, incluant les enjeux d'eau pour l'extraction des matières premières et la production des combustibles.

[MDR-P]	Politique de gestion de l'eau
Champ d'application [MDR-P 65b]	Elle s'applique à l'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	• Respect des réglementations internationales et locales en matière d'eau • Membre fondateur du CEO Water Mandate, et engagement dans le *Water Business call to action* • Répondant au *CDP water security* • Engagement dans le BAFWAC (*Business Alliance for Water and Climate*) • Soutien de l'Initiative pour la Gouvernance de l'Eau de l'OCDE
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Eau%20et%20Oc%C3%A9ans.pdf

Focus sur les zones de stress hydrique :

[E3-1 12b, AR16-18] [E3-1 12c, AR16-18] Le Groupe s'engage à :

- identifier les sites industriels soumis à un stress hydrique : Chaque année, le risque lié à l'eau est évalué par la Direction ESG du Groupe à l'aide de l'outil Aqueduct (*World Resource Institute*) et les résultats mis à disposition des équipes opérationnelles via une plateforme dédiée.

Pour les sites situés dans des zones de stress hydrique extrême ou élevé, une analyse locale est effectuée par les équipes opérationnelles qui définissent des plans d'action le cas échéant, dans une approche similaire aux normes de l'*Alliance for Water Stewardship,* à savoir au niveau du site et du bassin-versant, avec les dimensions opérationnelles, réglementaires et de réputation, en intégrant les parties

prenantes et le contexte local. En 2024, 152 sites sont situés en zone de stress hydrique extrême et 94 en zone de stress hydrique élevé. Parmi les sites en zone de stress hydrique extrême, sept d'entre eux ont des besoins en eau douce importants (consommation en eau douce supérieure à 100 000 m³/an) et ont mis en place des plans d'actions pour réduire la pression sur la ressource en eau ;

- élaborer des plans d'action en concertation avec les parties prenantes des bassins-versants pour l'ensemble des sites situés en zone de stress hydrique élevé et extrême afin de réduire la consommation d'eau douce et accoître leur résilience.

La présence de sites dans des bassins-versants en situation de stress hydrique peut aussi donner lieu à des opportunités business, notamment dans le cadre du partage de l'eau. Par exemple, au Chili, une des centrales thermiques située en zone de stress hydrique extrême, qui utilise de l'eau de mer revend l'eau désalinisée issue de ses processus à une mine située en plein désert pour lui permettre de limiter son impact sur la ressource en eau douce. En 2024, 30 921 000 m³ d'eau ont ainsi été vendus à cette tierce partie.

Actions [E3-2]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champ d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Identifier et déployer les leviers d'action permettant d'agir sur la consommation d'eau douce pour les sites existants	Action menée en 2024	Ratio de consommation d'eau douce par rapport à la production d'énergie de 0,1 m3/MWh, soit -70% par rapport à 2019	Entités industrielles du reporting financier consolidé	2030
Analyser pour chaque nouveau projet à l'étude les risques et opportunités en matière de gestion de l'eau et identifier les actions à mettre en place dans le respect de l'approche "éviter – réduire – compenser".	Action menée en 2024	Réduction des quantités d'eau consommées et des impacts des rejets dans les cours d'eau (modifications physico-chimiques, perturbations des écosystèmes	Nouveaux projets du Groupe	En continu
Sites en zone de stress hydrique : mettre en place des plans d'action permettant de contribuer à la réduction de la pression sur la ressource en eau douce à l'échelle des bassins versants	Action à lancer	Mise en place de solutions permettant une réduction de l'usage de l'eau douce en concertation avec les parties prenantes locales	Entités industrielles du reporting financier consolidé	2028

[E3-2 AR21] [MDR-A 69] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction du type de projet ou de site. En pratique, les principaux coûts encourus pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessous sont notamment : des dépenses externes de bureaux d'études, la mise en place de système de récupération d'eau de pluie, la recherche de fuites et leur réparation, la contribution à des actions collectives dans le bassin versant.

Focus sur les actions collectives particulières [E3-2 AR20]

ENGIE est impliqué dans les territoires où il est implanté, auprès des parties prenantes et acteurs de ces territoires, pour contribuer à identifier des actions collectives, améliorer la gestion des ressources en eau et la gouvernance à l'échelle des bassins-versants, et ainsi anticiper et réduire les potentiels conflits d'usages de l'eau et les risques physiques et régulatoires associés.

À titre d'exemple, au Mexique, le Groupe a développé un projet contribuant à la préservation d'eau douce dans un bassin-versant en zone de stress hydrique extrême.

Cibles et KPIs[E3-3, E3-4]

Cibles : [MDR-T] [E3-3] ENGIE s'est doté d'objectifs volontaires à échéance 2030 pour réduire la pression sur la ressource en eau douce.

Nature et description de l'objectif	Objectif 2025	Objectif 2030	Valeur de référence	Année de référence	Reporting 2024	Performance par rapport à l'année de référence	IRO corres-pondants
Réduction du taux de consommation d'eau douce pour la production d'énergie	0,150 m³/MWh	0,100 m³/MWh	0,310 m³/MWh	2019	0,239 m³/MWh	-23%	E3-I1, E3-R1, E3-R2
Réduction des prélèvements d'eau douce pour la production d'énergie	9,3 m³/MWh	3,6 m³/MWh	12,95 m³/MWh	2019	9,44 m³/MWh	-27%	E3-I1, E3-R1, E3-R2

Note méthodologique sur la définition des cibles [MDR-T]

- **[MDR-T 80g]** L'élaboration des cibles est réalisée avec les GBU et sur base d'échanges entre pairs, des attendus des standards internationaux (réglementation, TNFD, SBTN), des questions des agences de notation (CDP, S&P) et des échanges avec les investisseurs. La cible liée à la consommation d'eau douce pour l'énergie produite est intégrée aux engagements *act4nature international*. Elle a donc été revue par le comité de relecture d'*act4nature* lors du dépôt des engagements.
- **[E3-3 23c]** Ces objectifs sont en corrélation étroite avec la stratégie d'évolution du portefeuille d'actifs du Groupe. En effet, l'évolution du mix énergétique permet non seulement une décarbonation de la production mais aussi une réduction de l'intensité eau.
- **[MDR-T 79]** Ces objectifs répondent au risque identifié de ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité suite à des contraintes sur le fonctionnement des sites de production et des activités industrielles en raison de pénuries d'eau, de températures des rivières inadaptées, de conflits d'utilisation, de restrictions d'utilisation et d'exigences réglementaires croissantes, ainsi que l'impact lié aux besoins en eau important des centrales thermiques et des terminaux méthaniers.
- **[MDR-T 80i, AR24-26]** En 2024, par souci de cohérence avec les pratiques de place, le ratio de conversion thermique/électrique a été ramené à 1 : 1 MWh thermique = 1 MWh électrique (vs 0,61 précédemment). Le calcul du ratio sur l'objectif Eau a été mis à jour en conséquence et la valeur de l'année de référence 2019 a évolué de 0,332 à 0,310 pour la consommation et de 13,88 à 12,95 pour le prélèvement.

KPIs : [E3-4 28a, 28b, 28c, 29] Les résultats de suivi de la performance en matière d'eau sont :

	Résultats 2024	Unité
Consommation d'eau totale	59 832 379	m^3
Consommation d'eau en zone de stress hydrique	33 388 535	m^3
Volume d'eau recyclée et réutilisée	9 407 124	m^3
Ratio intensité eau - production d'énergie	0,239	m^3/MWh
Ratio intensité eau - chiffre d'affaires	810,6	m^3/millions €
Quantité d'eau stockée	11 548	Mm^3
Variation dans la quantité d'eau stockée	2 471	Mm^3

Systèmes de mesure :

- **[E3-4 28e, AR29]** Les volumes d'eau sont mesurés sur les sites au moyen de compteurs volumétriques, ou à défaut estimés à partir d'éléments techniques tels que le débit d'eau. La part de volumes d'eau estimés n'est pas disponible au niveau consolidé.
- **[E3-4 28b]** Pour les volumes d'eau en zone de stress hydrique, sont pris en compte les sites situés en zone de stress élevé et extrême. Conformément à la définition du *World Resource Institute*, les volumes d'eau des sites situés en zone aride avec faible usage de l'eau sont assimilés à des sites situés en zone de stress hydrique extrême.
- **[E3-4 28d]** L'eau stockée correspond aux volumes d'eau dans les réservoirs des barrages et sur les sites de pompage-turbinage.

[E3-3 22, 23a] Les cibles et KPIs suivis permettent de mesurer l'efficacité des actions et la mise en œuvre de la politique en matière de réduction de la pression sur la ressource en eau, couvrant les IRO en lien avec les opérations directes du Groupe en matière de consommation d'eau et de risque de ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité suite à des contraintes sur le fonctionnement des sites. Plus spécifiquement, le KPI sur la consommation d'eau en zones de stress hydrique permet de mesurer les efforts mis en place par les sites pour réduire la pression sur la ressource.

3.1.2.2.4 Biodiversité et écosystèmes [ESRS E4]

Présentation des impacts, risques et opportunités [SBM 3] - [IRO-1]

Rappel des IROs identifiés

Le Groupe a identifié et évalué les impacts, risques et opportunités matériels de ses activités sur la biodiversité et les écosystèmes de manière consolidée en tête de Groupe selon la méthodologie d'analyse de double matérialité telle que décrite dans la Section 3.1.1.4 [ESRS-2 IRO-1 17. a)].

- **impact négatif (E4-I1) :** impact des chantiers sur les habitats, la flore et la faune (continuité écologique terrestre et aquatique/artificialisation des terres) ;
- **impact négatif (E4-I2) :** perturbation des milieux terrestres et aquatiques/artificialisation des sols liée à l'exploitation des sites industriels (y compris les parcs éoliens offshore, etc.) ;
- **impact négatif (E4-I3) :** destruction de la biodiversité sur les sites d'extraction et de transformation des matières premières dans l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe ;
- **impact positif (E4-I4):** mise en place de projets de séquestration du carbone ayant un impact positif sur la biodiversité et les écosystèmes (Solutions fondées sur la Nature) ;
- **risque (E4-R1) :** amendes et pénalités pour non-respect des réglementations environnementales relatives à la biodiversité ([ESRS 2 IRO-1 17. c)] risque de transition) ;
- **risque (E4-R2) :** diminution de la rentabilité des projets en raison du renforcement des exigences réglementaires, ce qui peut conduire à l'abandon des projets (par exemple obligations potentielles de mettre en œuvre des mesures de compensation très coûteuses, voire impossibles à mettre en œuvre, ou présence d'espèces protégées) ([ESRS 2 IRO-1 17. c)] risque de transition).

Focus sur les impacts matériels identifiés

[SMB-3 16a] Les activités relatives aux sites prioritaires matériels qui affectent négativement les zones sensibles sur le plan de la biodiversité sont listées dans la Section 3.1.5.5 "Liste des sites prioritaires matériels".

[SMB-3 16b] Déclinés au niveau des activités du Groupe, les impacts négatifs matériels en rapport avec la dégradation des terres, la désertification ou l'imperméabilisation des sols sont détaillés comme suit :

Activités	Impacts négatifs matériels en rapport avec la dégradation des terres, la désertification ou l'imperméabilisation des sols
Centrales thermiques	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Usage de l'eau, notamment pour le refroidissement, représentant un enjeu dans les zones sujettes au stress hydrique ou à des périodes de sécheresse régulières
Hydroélectricité	• Rupture potentielle de continuité écologique • Empreinte aquatique
Éolien onshore	• Empreinte aérienne sur les oiseaux et les chauves-souris, rupture potentielle des corridors écologiques • Empreinte au sol liée aux fondations
Éolien offshore	• Empreinte aérienne sur les oiseaux • Empreinte sur la faune et la flore marines en fonction du type d'éolienne (flottante ou fixe) et des câblages nécessaires à la transmission de l'électricité
Solaire (PV au sol)	• Empreinte au sol liée aux fondations • Utilisation de matériaux critiques dans la chaîne amont ayant un impact potentiel sur les sols, l'eau et la pollution des milieux
Géothermie	• Impact sur les sols lors de la réalisation des puits • Impact sur l'eau en fonction du process
Biomasse	• Impact potentiel sur la filière bois • Impacts indirects dans le cadre de la production de biogaz (utilisation de déchets agricoles ou forestiers)
Stockage de gaz	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Impact sur les sols lors de la réalisation des puits
Terminaux méthaniers	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Usage de l'eau, notamment pour le refroidissement, représentant un enjeu dans les zones sujettes au stress hydrique ou à des périodes de sécheresse régulières
Stockage d'électricité en batteries	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Utilisation de matériaux critiques dans la chaîne amont ayant un impact potentiel sur les sols, l'eau et la pollution des milieux
Transport et distribution de gaz	• Dissémination potentielle d'espèces exotiques envahissantes du fait des travaux d'excavation pour la pose de conduites

[SMB-3 16c] L'information relative à l'impact sur les espèces menacées n'est pas consolidée au niveau du Groupe. Elle est traitée au cas par cas localement. Certains projets peuvent interférer avec des espèces menacées. Dans ce cas, les équipes opérationnelles mettent en œuvre les mesures d'évitement et de réduction d'impact, et en dernier recours de compensation.

Liste des sites prioritaires matériels

[SMB-3 16a] La liste des sites prioritaires matériels pour 2024, leur ventilation en fonction des impacts et dépendances identifiés ainsi que la liste des zones sensibles impactées sont présentées en Section 3.1.5.5 "Liste des sites prioritaires matériels". À noter que l'état écologique des zones dans lesquels les sites sont situés n'est pas consolidé au niveau Groupe.

Les sites prioritaires matériels sont évalués au regard de cinq critères définis selon cinq niveaux de criticité. Les critères sont les suivants :

- proximité aux aires protégées : liste de l'UICN (catégories I à VI), les Zones clés pour la Biodiversité (KBA), le Programme sur l'Homme et la Biosphère (MAB), la base de données mondiale sur les aires protégées (WDPA) incluant les zones Ramsar et UNESCO (naturels et mixtes) ;
- liste rouge des espèces menacées de l'UICN ;
- niveaux d'intégrité des écosystèmes (données par le modèle *Globio) ;*
- zones de stress hydrique ;
- classification sectorielle des impacts et dépendances des activités industrielles. À cet effet, le Groupe a utilisé les résultats des travaux d'évaluation des impacts et des dépendances des différentes activités du secteur énergétique sur la biodiversité (*Roadmap to Nature Positive : Foundations for the energy system*) réalisés par le WBCSD (*World Business Council for Sustainable Development*) – auxquels ENGIE a d'ailleurs contribué.

Le seuil appliqué pour identifier les sites prioritaires matériels est un nombre de niveau de criticité "très élevé" d'a minima quatre critères de niveau "*very high*".

[IRO-1 17b] Analyse des dépendances, à la biodiversité et aux écosystèmes, du Groupe et de sa chaîne de valeur

Elle est basée sur l'utilisation du processus "Évaluer" de la méthode LEAP et les résultats de l'utilisation de l'outil d'évaluation de l'empreinte Biodiversité, le *Global Biodiversity Score*.

Le Groupe a évalué ses dépendances sur la biodiversité par une approche sectorielle : stockage de gaz et transport, distribution de gaz et commercialisation, production d'électricité thermique (selon les combustibles), éolienne, solaire, biomasse, hydroélectrique, géothermie ainsi que les services liés à l'eau (dessalement). Le Groupe a utilisé les résultats des travaux d'évaluation des dépendances des différentes activités du secteur énergétique sur la biodiversité réalisés par le WBCSD.

Sur la base de ces critères, les dépendances sont identifiées par secteur d'activités. Elles concernent plus particulièrement les services écosystémiques liés à :

- la disponibilité de l'eau : dépendance de la production d'hydroélectricité envers les cours d'eau et leur régulation, des centrales thermiques en bord de rivière et les stations de pompage-turbinage ;
- la régulation du climat : dépendance de la production d'énergie solaire et éolienne, exposition des activités du Groupe aux aléas climatiques ;
- les matières premières d'origine naturelle : dépendance aux matières premières d'origine naturelle, minérales (charbon, gaz naturel, métaux, terres rares) ou végétales (biomasse forestière ou déchets agricoles) ;
- la qualité des sols : dépendance des activités de réseaux (transport, distribution, chaleur/froid) envers la stabilité des sols assurée par les services écosystémiques de support (filtration de l'eau, biodiversité du sous-sol, etc.), la protection fournie par la couverture végétale.

[IRO-1 17ei -ii - iii] Mobilisation des communautés affectées

Le Groupe réalise au fil de ses projets et opérations des analyses d'impacts environnementales et sociétales de ses activités propres afin d'évaluer entre autres la durabilité des ressources biologiques et des écosystèmes. Localement, au niveau d'un site en opération ou d'un projet, les équipes opérationnelles s'attachent à identifier les communautés affectées et établir un dialogue pour améliorer la compréhension des enjeux locaux et limiter l'impact sur la biodiversité et les écosystèmes. Ce retour d'expérience du dialogue avec les communautés affectées au niveau local a permis de nourrir l'analyse de double matérialité menée en tête de Groupe.

[IRO-1 19a] Sites impactés

Le Groupe dispose de sites à l'intérieur ou à proximité de zones sensibles sur le plan de la biodiversité. Ces sites sont identifiés par l'utilisation de la plateforme IBAT (*Integrated Biodiversity Assessment Tool*) qui facilite l'accès à diverses couches de données biologiques mondiales et nationales et en particulier les données relatives aux zones sensibles. Ces zones sensibles sont décrites dans le critère "proximité aux aires protégées" dans la partie "Liste des sites prioritaires matériels".

Les opérations du Groupe qui affectent des espèces menacées utilisent aussi cette plateforme pour accéder aux données relatives aux espèces menacées de la Liste Rouge de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN).

[IRO-1 19b] Mesures d'atténuation

Pour les projets, la nécessité de mise en œuvre de mesures d'atténuation est décidée lors de l'étude d'impact environnementale et sociétale (comme par exemple la programmation de l'arrêt ou le bridage des turbines d'éoliennes ou encore l'installation de dispositifs afin d'éviter la nidation de certaines espèces dans les zones de chantier).

Les sites en opération intègrent les mesures d'atténuation notamment *via* le recours à une gestion écologique (fauche tardive, écopaturage, zéro produits phytosanitaires…).

Résilience de la stratégie et du modèle économique de l'entreprise dans le domaine de la biodiversité et des écosystèmes [E4-1]

Les engagements du Groupe comprennent l'intégration de la biodiversité et des écosystèmes dans la planification stratégique et dans le modèle économique du Groupe. ENGIE renforce la résilience sur toutes ses activités et notamment par rapport à leur principale dépendance qui est celle liée à la disponibilité de l'eau douce comme décrit dans la Section 3.1.2.2.3 "Eau".

La description des impacts, risques et opportunités liés à la biodiversité et leurs interactions avec la stratégie et le modèle économique du Groupe sont présentées dans la Section 3.1.1.4.2 "Impacts, risques et opportunités matériels".

Le travail d'analyse de la résilience sera affiné et élargi aux autres dépendances dans les années à venir.

Politique mise en place [E4-2]

[MDR-P 65a] [E4-2 23a, 23b, 23c]

La politique biodiversité se décline selon quatre axes :

Axe 1: Empreinte au sol et continuités écologiques

Afin de réduire l'empreinte terrestre ou aquatique, de contribuer à la restauration des corridors écologiques et de réduire la présence des espèces exotiques envahissantes, le Groupe :

- met en place une gestion écologique des sites, a minima, en bannissant l'utilisation de produit phytosanitaire chimique et en promouvant une gestion des espaces verts respectueuse de la Nature et de ses cycles, en favorisant la biodiversité locale ;
- localise les aires protégées et zones sensibles à proximité de ses sites industriels, à l'aide d'outils mis à disposition de tous ses collaborateurs, identifie et qualifie la proximité de ses sites afin de définir en concertation avec les parties prenantes du territoire, les actions les plus adaptées permettant de réduire au maximum les impacts, voire les transformer en impacts positifs, tout en explorant des outils de certification et de financement innovants ;
- s'engage à appliquer la séquence "éviter, réduire, compenser" partout dans le monde pour le développement des projets.

Axe 2 : Biodiversité et changement climatique

Afin de contribuer à la réduction de la pression sur la biodiversité liée au changement climatique (voir la politique climat du Groupe sur son site internet), le Groupe a mis en place une politique climat visant à réduire les émissions de gaz à effets de serre pour ses activités propres, mais aussi pour ses clients et ses fournisseurs.

Le Groupe s'attache à identifier et à mettre en œuvre, lorsque cela est possible, des solutions fondées sur la nature, conformes au standard défini par l'UICN, permettant à la fois de restaurer la biodiversité et les écosystèmes et de s'adapter face aux impacts du changement climatique ou aux catastrophes naturelles.

Axe 3 : Enjeux biodiversité et écosystèmes dans la chaîne de valeur des activités du Groupe

[E4-2 23d, 23e]

Le Groupe agit sur sa chaîne de valeur au travers de sa politique d'achat durable pour y inclure la biodiversité : il échange avec les principaux fournisseurs et sous-traitants, les soutient dans les défis liés à la nature, et accélère la transition écologique auprès de ses clients.

Axe 4 : Sensibilisation et partage des connaissances

La sensibilisation et la formation sont des éléments clés dans la démarche d'appropriation de l'importance de la prise en compte de la biodiversité dans le développement de ses activités. Le Groupe déploie des formations en *e-learning* sur le sujet ainsi que la fresque de la biodiversité.

Pour intégrer la protection de la biodiversité au mieux dans le développement de ses activités mais aussi pour contribuer au développement de la connaissance sur la biodiversité au niveau local et international, le Groupe s'appuie sur le maintien et le développement de ses partenariats avec les acteurs de la biodiversité comme par exemple avec le Comité Français de l'UICN et le *World Conservation Monitoring Center* de l'UNEP au niveau corporate Groupe.

Le Groupe favorise l'échange de pratiques au sein de son réseau interne d'experts et praticiens, et soutient et valorise les initiatives opérationnelles visant à développer des solutions innovantes et bénéfiques aux territoires sur tout le cycle de vie de ses activités. De plus, ENGIE mène des travaux sur la mesure de l'empreinte biodiversité des activités et accompagne des thèses et travaux de recherche.

[E4-2 23f]

La politique biodiversité intègre les conséquences des impacts sur les territoires dans lesquels le Groupe agit, conformément à sa politique de dialogue avec ses parties prenantes (https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Engagement%20Parties%20Prenantes.pdf) intégrant les communautés affectées, les communautés locales et les peuples autochtones.

[MDR-P]	Politique biodiversité
Champ d'application	L'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces	• Respect des lois et des réglementations environnementales et sociétales applicables aux activités dans les pays où le Groupe intervient ; • Contributeur des objectifs mondiaux issus de la Convention sur la Diversité Biologique de Kunming Montréal, définis dans le Cadre Mondial pour la Biodiversité ; • Engagé dans la Stratégie Nationale Française pour la Biodiversité depuis son lancement ; • Signataire du *pledge* de Cancun en 2016 ; • Adhérent à la campagne "*Make it Mandatory*" lors de la COP 15 de Kunming Montréal en 2022 et "*Now for Nature*" en 2024 ; • Engagé dès 2018 dans la démarche *act4nature*, puis en 2021 dans Entreprises Engagées pour la Nature et *act4nature International*. Ces derniers engagements ont été réactualisés en 2023.
Modalité de mise à disposition de la politique	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Biodiversit%C3%A9.pdf

Actions [E4-3]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Développer des plans d'action pour les sites identifiés comme prioritaires matériels	Action menée en 2024	Amélioration continue de la gestion des risques et impacts sur la biodiversité et les écosystèmes des sites en opération	Les entités industrielles du reporting financier consolidé	2028
Appliquer la séquence "éviter-réduire-compenser" sur les projets de développement	Action menée en 2024	Conciliation optimale entre l'aménagement et la réalisation des projets avec les enjeux locaux liés à la biodiversité et les écosystèmes	Les projets du Groupe soumis au Comité d'investissement du Groupe et des GBU	2025
Mettre en place une gestion écologique pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe, notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques	Action menée en 2024	Meilleure préservation de l'intégrité de la biodiversité et des écosystèmes sur les sites industriels du Groupe et contribution à la restauration des corridors écologiques	Les entités industrielles du reporting financier consolidé	2030
Mettre en œuvre des Solutions fondées sur la Nature (SfN)	Action menée en 2024	Identification et mise en œuvre de solutions combinant la résilience des sites industriels et du territoire dans lesquels ils sont implantés avec la préservation et/ou la restauration de la biodiversité et des écosystèmes. Les SfN comptabilisées répondent au standard défini par l'UICN.	Toutes les entités du Groupe, consolidées et non consolidées	2025

Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction du type de projet ou de site. En pratique, les principaux coûts encourus pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessus sont relatifs à des actions de conservation/préservation, restauration et gestion durable de la biodiversité et des écosystèmes qui nécessitent le recours à l'expertise locale, scientifique et naturaliste de bureaux d'étude écologue et paysager, laboratoires de recherche et universitaires.

[MDR-A 68b] [E4-4 32d][MDR-T 80c] L'analyse des parties prenantes se fait au niveau local par les sites. La consolidation n'est pas réalisée au niveau du Groupe.

[E4-3 28a] Les actions de compensation sont définies dans l'étude d'impacts réalisée au stade projet.

[E4-3 28bi] L'objectif de compensation et les indicateurs clés sont définis dans l'étude d'impacts faite par les projets. L'information n'est pas consolidée au niveau du Groupe.

[E4-3 28bii] Les impacts financiers (coûts directs et indirects) en termes monétaires, les mesures de compensation de la perte de la biodiversité ne sont pas disponibles au niveau Groupe pour 2024.

[E4-3 28biii] La description des mesures de compensation, précisant notamment la zone concernée, le type de mesure, les critères qualitatifs appliqués et les normes auxquelles correspondent ces mesures ne sont pas disponibles au niveau Groupe.

[E4-3 28c] Le recours aux solutions fondées sur la nature est une action clé du Groupe. Elles font partie des impacts positifs de sa double matérialité et le Groupe les met en œuvre dans ses activités selon le Standard mondial de l'UICN. La conformité à ce standard requiert l'implication des parties prenantes locales en termes de recours à leur expertise environnementale et sociétale mais aussi, lorsque cela est nécessaire, de les sensibiliser ou de les former sur des pratiques bénéfiques pour leur développement ainsi que pour la biodiversité locale.

Exemples

Les Solutions fondées sur la Nature du Groupe validées par l'UICN en 2024 sont présentées ci-dessous :

- Le projet Regenera+ est une initiative d'Engie Brasil Energia et du Sebrae RS qui promeut l'agriculture régénérative dans la région de la centrale hydroélectrique de Passo Fundo en renforçant la résilience, l'efficacité et la durabilité des propriétés rurales, tout en réduisant les coûts de production et les émissions de carbone.
- La Fondation ENGIE accompagne l'association Friendship dans la reforestation de 14 hectares de mangroves pour la résilience des écosystèmes et des communautés au Bangladesh pour améliorer significativement la biodiversité et la productivité des biotopes terrestres et marins afin d'augmenter les capacités d'adaptation et de la résilience des communautés les plus vulnérables face aux catastrophes climatiques.
- En collaboration avec l'Agence de l'Eau Rhône Méditerranée Corse, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) a mis en place un projet de restauration de la fonctionnalité de l'hydrosystème du Vieux Rhône de Péage-de-Roussillon. Ce projet permet de recréer des zones d'expansions de crues par la restauration de la qualité écologique du milieu, pour limiter les impacts des fortes pluies et éviter les inondations et améliorer la fonctionnalité des zones humides attenantes au fleuve.

Cibles [E4-4]

[MDR-T 78] [E4-4 32c, 32f]

Nature et description de l'objectif	Objectif (année cible)	Objectif intermédiaire (année cible)	Valeur de référence	Année de référence	Reporting 2024	Performance par rapport à l'objectif	IRO correspondants
Développer des plans d'action pour les sites identifiés comme prioritaires matériels	100% (2028)	80% (2025)	/	2020	84,5%	conforme	(E4-I2), (E4-I3), (E4-I4), (E4–R1), (E4-R2)
Appliquer de la séquence "éviter-réduire-compenser" sur les projets de développement	100% des projets (2025)	100% des dossiers soumis au Comité d'Investissement (2024)	/	2020	91%	conforme	(E4-I1), (E4-I2), (E4-I4), (E4-R1), (E4-R2)
Mettre en place une gestion écologique pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe, notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques	100% (2030)	50% (2025)	/	2020	63%	conforme	(E4-I1), (E4-I3), (E4-I4), (E4-R1), (E4-R2)
Mettre en œuvre des Solutions fondées sur la Nature (SfN)	10 (2025)		/	2020	1 en 2023 3 en 2024	conforme	(E4-I1), (E4-I2), (E4-I3), (E4-I4), (E4-R1), (E4-R2)

[E4-4 32a] Les cibles mises en place par le Groupe ne se sont pas basées sur des seuils écologiques.

[MDR-T 80a] Les cibles répondent aux objectifs du Cadre Mondial sur la Diversité Biologique comme décrit dans la politique biodiversité.

[E4-4 32b] Les cibles du Groupe sont alignées sur le cadre mondial de Kunming Montréal, la stratégie de l'UE ainsi que les dispositifs réglementaires nationaux. Le Groupe inscrit sa stratégie biodiversité dans une démarche *Nature Positive*. Fin 2023, le Groupe a renforcé et réactualisé ses objectifs et engagements à l'horizon 2030 afin de les renforcer et de les adapter à la trajectoire *Nature Positive* mondiale.

[E4-4 32d] Les cibles s'appliquent sur tous les pays où le Groupe opère.

Évaluation de l'efficacité des cibles [MDR-T 79a]

- L'efficacité des plans d'actions des sites prioritaires matériels est mesurée par les responsables ESG au niveau des pays lors de la campagne annuelle de reporting ;
- l'application de la séquence "éviter, réduire, compenser" pour chaque projet est évaluée dans le cadre des Comités d'investissement du Groupe et des GBU ;
- l'efficacité des Solutions fondées sur la Nature est mesurée par le critère ad hoc du standard UICN.

Indicateurs d'impact concernant l'altération de la biodiversité et des écosystèmes [E4-5]

[E4-5 35] En 2024, les 58 sites prioritaires matériels se trouvent à l'intérieur ou à proximité de zones sensibles sur le plan de la biodiversité. Ces sites occupent une surface totale de 986,5 hectares.

[E4-5 36] L'identification des impacts matériels liés à un changement d'affectation des terres, ou des impacts sur l'étendue et l'état des écosystèmes n'est pas disponible à date.

[E4-5 38] Le Groupe ne dispose pas d'indicateurs correspondants aux vecteurs d'impacts du changement d'affectation des terres, du changement d'utilisation des eaux douces et/ou du changement d'utilisation de la mer.

3.1.2.2.5 Utilisation des ressources et économie circulaire *[ESRS E5]*

Introduction [IRO-1]

[ESRS-E5 IRO-1 11a, AR1-6] L'analyse de double matérialité menée en tête de Groupe a conduit à l'identification des impacts, risques et opportunités (IRO) suivants regroupés en trois sous-enjeux.

1) Un sous-enjeu sur la pression sur les ressources naturelles avec :
   - **impact négatif** : la pression sur les ressources, les conflits d'utilisation et les enjeux géopolitiques (par exemple, concurrence avec l'alimentation pour la production de biométhane, concurrence avec le bois, etc.), notamment pour les matériaux critiques utilisés par les énergies renouvelables en relation avec les impacts liés aux ressources **[AR7b]**, au maintien du statu quo **[AR 7c]** ou aux risques liés à la transition vers une économie circulaire **[AR7e]**,
   - **impact positif** : la réduction de la demande de ressources résultant (i) de la réduction de la demande d'énergie grâce à l'efficacité énergétique, (ii) de l'écoconception des équipements et (iii) de l'optimisation de l'exploitation des actifs énergétiques liée aux opportunités de l'économie circulaire **[AR7d],**
   - **risque** : le risque de contrepartie/fournisseur en cas d'incapacité à honorer les engagements contractuels sur les projets d'énergie renouvelable en raison de contraintes d'approvisionnement liées aux ressources utilisées **[AR7b]** et au maintien du statu quo **[AR7c]** ou aux risques liés à la transition vers une économie circulaire **[AR7e]**,
2) Un-sous-enjeu sur la réutilisation des actifs industriels avec :
   - **opportunité** : la réutilisation et la mise à niveau des infrastructures du Groupe pour soutenir la transition énergétique (ex : charbon converti en biomasse, infrastructures gazières adaptées à l'hydrogène et au biogaz, éoliennes) en relation avec les opportunités matérielles liées à l'économie circulaire **[AR7d],**
   - **opportunité** : la forte demande de réseaux de chaleur et de froid et de méthanisation à partir de ressources locales (biomasse, géothermie, chaleur fatale, fumier,...) en relation avec les opportunités matérielles liées à l'économie circulaire **[AR7d].**
3) Un sous-enjeu sur le démantèlement des actifs industriels avec :
   - **risque** : l'augmentation des coûts liés au démantèlement des infrastructures et au traitement des déchets générés liée au maintien du statu quo **[AR7c]** ou aux risques liés à la transition vers une économie circulaire **[AR7e]**.

[ESRS-E5 IRO-1 11b] L'analyse de double matérialité dont les résultats sont présentés dans la partie "informations générales" se base sur une analyse consolidée en tête de Groupe.

Les principales entités concernées sont la *Global Business Unit* (GBU) Renouvelables pour le premier sous-enjeu, les GBU Infrastructures et *Energy Solutions* pour le deuxième sous-enjeu et Electrabel, les GBU *FlexGen*, *Energy Solutions* et Renouvelables pour le troisième sous-enjeu **[AR7a]**.

Politiques, processus [E5-1]

La politique économie circulaire et ressources naturelles a été révisée en 2024 et elle repose sur huit leviers clés :

- écoconcevoir : en incitant à l'écoconception, il est possible de minimiser les impacts environnementaux et sociaux dès l'élaboration d'un produit ou d'un actif industriel en réduisant ainsi l'utilisation de matériaux neufs, incluant les terres rares et matières critiques pour lesquelles il peut exister des tensions, y compris géopolitiques, sur les marchés, notamment dans le secteur des énergies renouvelables ;
- préserver : en réduisant la consommation d'énergie (sobriété et efficacité énergétique en priorité), le Groupe contribue à la préservation des ressources naturelles ;
- optimiser : en combinant par exemple ses flux de matières, de déchets et d'énergie à ceux de ses voisins partenaires, le Groupe peut contribuer à la mise en place d'une "écologie industrielle et territoriale" économe en ressources et en coûts dans une approche gagnants-gagnants avec ses parties prenantes, comme dans le cas de la réutilisation de chaleur ou du recours aux ressources locales ;
- réemployer : en réemployant des produits ou des services, le Groupe réduit la production de déchets ou l'utilisation de ressources naturelles et contribue à la transition énergétique par la réutilisation d'actifs existants (conversion des réseaux de gaz en hydrogène par exemple) qui ne répondent plus aux besoins d'une entité opérationnelle, ou par la récupération de pièces détachées via un stock géré au niveau Groupe ou dans le cadre du démantèlement des actifs ;
- réparer : en prenant en charge les produits usagés, abimés ou en panne comme la réparation des chaudières usagées ou la réparation des panneaux photovoltaïques, le Groupe réduit l'empreinte de ses activités tout en créant des emplois dédiés dans la chaine de valeur ;
- recycler : en augmentant le taux de recyclage des déchets générés par les activités industrielles et par les opérations de démantèlement, le Groupe transforme des déchets en ressources et limite ainsi la quantité de déchets à éliminer et l'impact sur les ressources naturelles, en lien avec l'identification des filières de recyclage, notamment pour les énergies renouvelables solaires et éoliennes et les batteries ;
- innover : le Groupe est ouvert à d'autres approches visant à renforcer l'économie des ressources, telle que l'économie de fonctionnalité (remplacer l'achat par la mise à disposition d'un bien) par exemple et outille de manière innovante l'aide au processus de prise de décision relative à l'économie circulaire en zone industrielle ;
- responsabiliser : le Groupe utilise les ressources de manière durable via des filières certifiées ou labellisées (par exemple pour la biomasse).

Les métiers du Groupe seront amenés à définir une feuille de route économie circulaire dans les prochaines années en déclinaison de la politique Groupe.

POSITIONNEMENT DES IRO EN REGARD DES AXES DE LA POLITIQUE ECONOMIE CIRCULAIRE ET RESSOURCES NATURELLES

	Axes de la politique							
Impact, risque, opportunité	Ecoconcevoir	Préserver	Optimiser	Réemployer	Réparer	Recycler	Innover	Responsabiliser
Pressions sur les ressources, conflits d'utilisation et questions géopolitiques	•	•	•	•		•	•	
Réduction de la demande résultant (i) de la réduction de la demande d'énergie grâce à l'efficacité énergétique, (ii) de l'écoconception des équipements et (iii) de l'optimisation de l'exploitation des actifs énergétiques	•		•					•
Réutilisation et mise à niveau des infrastructures du Groupe pour soutenir la transition énergétique	•		•	•	•	•	•	
Augmentation des coûts liés au démantèlement des infrastructures et au traitement des déchets générés				•	•	•	•	
Risque de contrepartie/fournisseur en cas d'incapacité à honorer les engagements contractuels					•	•	•	•
Forte demande de DHC et de méthanisation à partir de ressources locales		•	•		•	•		•

[MDR-P]	Politique économie circulaire et ressources naturelles
Champ d'application	L'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces	• Respect des lois et des réglementations environnementales et sociétales applicables aux activités dans les pays où le Groupe intervient • Contributeur au sein d'associations professionnelles d'organisations non gouvernementales (OREE, RECORD, Circul'R) pour favoriser l'échange de bonnes pratiques • Contributeur de Groupe de travail d'organisations patronales françaises (Afep, Medef)
Modalité de mise à disposition de la politique	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Economie%20Circulaire.pdf

[E5-1 15a] Dans le cadre du plan de transition climatique décrit en Section 3.1.2.1, le développement des énergies électriques renouvelables et du biométhane conduit à réduire la demande en énergies fossiles et donc à réduire l'extraction de ces ressources naturelles (charbon, gaz naturel), répondant ainsi aux impacts positifs et négatifs liés aux ressources naturelles. Par ailleurs, les actions liées à l'écoconception, au recyclage des matériaux (comme des panneaux solaires et des éoliennes) conduisent également à réduire la pression sur l'extraction des ressources vierges.

Ainsi, en lien avec l'objectif de réduire la demande en ressources naturelles et de favoriser la réparabilité et le recyclage des actifs, la GBU en charge des énergies renouvelables a adopté au premier semestre 2024 une stratégie de durabilité dont l'un des volets porte sur l'économie circulaire autour de trois axes :

- la transparence : évaluer les risques multiples liés à la fabrication des éoliennes et des modules photovoltaïques tout au long de la chaîne de valeur des matériaux ;
- la réduction des déchets : mieux anticiper la fin de vie des actifs renouvelables afin d'augmenter la valeur générée par les composants mis hors service ;
- les partenariats : favoriser l'utilisation durable des matériaux tout au long des processus de fabrication et de démantèlement des modules des turbines éoliennes et des panneaux photovoltaïques en établissant des partenariats innovants avec les fournisseurs en amont et en aval.

[E5-1 15b] S'agissant des approvisionnements durables, ENGIE applique des critères ESG à l'ensemble de ses achats y compris les achats d'énergie, voir Section 3.1.4.2 "Achats durables".

Sous-enjeu relatif à la pression sur les ressources naturelles

L'enjeu relatif à la pression sur les ressources naturelles, y compris les matériaux critiques, concerne principalement les activités liées aux énergies renouvelables portées par la GBU Renouvelables.

Actions et ressources [E5-2]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Poursuivre la mise en œuvre du passeport des risques matériaux	Action menée en 2024	Quatre nouvelles technologies en 2025	Nouvelles études de criticité à la demande des métiers	Ad hoc
Promouvoir la dimension économie circulaire et ressources naturelles dans les ACV (optimisation des ressources, réduction des déchets, diminution de l'empreinte carbone, amélioration des chaînes de valeur, attentes réglementaires et sociétales)	Action menée en 2024	Champ d'étude élargi	Nouvelles études ACV à la demande des métiers	Ad hoc
Développer la récupération d'énergie sur les processus industriels et tertiaires, utilisation de ressources locales	Action menée en 2024	Nouvelles opportunités d'affaire	Activités de la GBU *Energy Solutions*	Annuelle

À l'exception des actions en faveur de la récupération d'énergie qui nécessitent des CAPEX (communs avec les plans d'action concernant le changement climatique, et donc alloués à ce dernier), les autres actions nécessiteront des dépenses (OPEX) qui varieront selon l'activité de mise en œuvre ou de suivi des plans d'action pour le Groupe. Étant donné la nature de ces dépenses, les montants sont considérés comme potentiellement n'ayant pas d'impacts financiers significatifs.

[MDR-A 68d] Focus sur les ACV et le passeport des risques matériaux

Les analyses de cycle de vie

Depuis de nombreuses années, ENGIE réalise des études en utilisant la méthodologie normalisée d'ACV. Ces études couvrent la majorité des produits et services fournis par le Groupe tels que la production d'énergie par les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, le stockage d'énergie par les batteries, la production de biométhane, les réseaux de chaleur, etc. et services fournis par le Groupe, permettant d'évaluer les impacts environnementaux à chaque étape du cycle de vie, de l'extraction des matières premières à la production, le transport, l'utilisation et enfin la fin de vie des produits. Cette approche fournit une vision complète des impacts environnementaux et aide à identifier des opportunités d'amélioration et des pistes d'évaluation.

Les études ACV sont réalisées de manière continue par une équipe dédiée du Groupe, utilisant les méthodologies et outils les plus récents. Les ACV précédemment réalisées sont régulièrement mises à jour pour refléter les avancées méthodologiques et les données les plus récentes fournies par le Groupe et/ou ses fournisseurs.

Le passeport des risques matériaux

En plus des études ACV couvrant toutes les chaînes de valeur en termes d'impact environnemental, ENGIE travaille actuellement sur le déploiement d'un outil appelé "Passeport des risques matériaux" qui vise à identifier les risques associés à la consommation de ressources naturelles qui résulte du déploiement des technologies de production et stockage d'énergie. Cet outil a pour objectif d'identifier et d'évaluer les risques associés aux ressources. La méthodologie appliquée permet de couvrir les aspects suivants : disponibilité/rareté des matières premières, criticité des matériaux, substituabilité des matériaux, risques géopolitiques, risques sociétaux et traçabilité des matériaux, etc. Il permet aussi de répondre aux exigences de l'article 24 du Règlement européen du 11 avril 2024 établissant un cadre visant à garantir un approvisionnement sûr et durable en matières premières critiques en termes de préparation aux risques des entreprises.

Cet outil vise à mieux comprendre et anticiper les risques liés aux matières premières utilisées dans les technologies du Groupe (quatre cas d'études sont réalisés à ce jour : photovoltaïque, éolien, batteries, électrolyseurs), facilitant ainsi une gestion proactive des approvisionnements. De plus, l'outil permet non seulement de contribuer à minimiser les risques, mais aussi à renforcer la position du Groupe dans une économie de plus en plus axée sur la durabilité et la gestion optimisée des ressources. ENGIE développe actuellement un outil de visualisation qui permettra de faciliter la prise en compte de ces risques lors de la prise de décision.

[MDR-M 77a, 77b] Les données utilisées peuvent provenir de plusieurs sources. En priorité, ENGIE demande à ses fournisseurs les éléments nécessaires. Dans l'éventualité où ils ne sont pas en mesure de répondre à la totalité de la demande, les bases de données internes et les études réalisées par le passé par ENGIE sont utilisées comme source de données. Finalement, pour les données encore manquantes, des études bibliographiques s'appuyant sur les données publiques et, en dernier recours sur la littérature scientifique et les recherches sont utilisées.

Exemple : Zebra

ENGIE mène et participe à plusieurs projets axés sur l'éco-conception de produits et services, comme dans le cadre du consortium ZEBRA (*Zero wastE Blade ReseArch*) composé de six partenaires dont ENGIE, qui vise à développer des pales d'éoliennes recyclables. Ce projet innovant cherche à démontrer, grâce à une approche d'éco-conception, la faisabilité technique, économique et environnementale des pales en thermoplastique à grande échelle, tout en facilitant leur recyclage et contribuant à une économie circulaire dans le secteur de l'énergie renouvelable. Il s'aligne sur les objectifs de l'Union européenne dans le cadre de la directive-sur les déchets et d'autres directives connexes, en favorisant la prévention des déchets, le recyclage et le soutien à l'économie circulaire. L'étude fournit des informations cruciales pour définir les objectifs environnementaux futurs et pour sensibiliser les décideurs politiques et professionnels de l'industrie aux implications environnementales des technologies innovantes et recyclables.

Ce consortium ZEBRA a dévoilé une seconde pale d'éolienne thermoplastique recyclable. En octobre 2024, le projet ZEBRA est parvenu avec succès à recycler la résine "Elium" et les tissus *Ultrablade* provenant des pales d'éoliennes et des déchets de production, les reformulant en matériaux réutilisables. Ce processus en boucle fermée répond à la problématique croissante de la gestion des pales en fin de vie dans l'industrie éolienne.

Cibles [E5-3]

[E5-3 24a, b, c, d] ENGIE ne dispose pas à ce jour de cibles au niveau Groupe quant à la minimisation de l'utilisation de ressources naturelles ou de l'augmentation de ressources recyclées. Un travail d'identification sera mené au cours des prochaines années avec les différentes entités. Le Groupe continuera à mettre en œuvre son passeport des risques matériaux sur d'autres technologies afin de préparer cette identification à raison de quatre nouvelles technologies en 2025.

[E5-3 24c, AR17] Afin d'évaluer la criticité des technologies renouvelables, le Passeport des risques matériaux a permis d'évaluer la criticité des matériaux de quatre technologies relevant respectivement des secteurs de l'éolien (modèle de turbine *onshore* de 6 MW), du photovoltaïque (modèle *tunnel oxide passivated contact* avec indium), des batteries (lithium ion phosphate) et des électrolyseurs (technologie Alkalin).

KPIs [E5-4]

[E5-4 30] Au regard du modèle d'activité du Groupe et des impacts, risques et opportunités identifiés, les principales matières premières entrantes sont le gaz naturel, la biomasse, l'eau et les métaux notamment utilisés dans les technologies des énergies renouvelables. Concernant ces derniers, les études réalisées ainsi que celles actuellement en cours, permettent d'identifier une liste de "matériaux types" caractéristiques de ce genre d'installations. Cependant, une vue exhaustive et précise sur chaque matériau présent dans les technologies renouvelables n'est pas disponible à ce jour. De plus, les études ne couvrent pas l'ensemble des technologies utilisées par le Groupe.

Par exemple, dans le cas des installations éoliennes, les principaux matériaux utilisés incluent l'acier, le cuivre, l'aluminium, le zinc, le plomb, les polymères, les fibres de verre, le béton et les terres rares, entre autres. En ce qui concerne les panneaux photovoltaïques, leur composition type comprend généralement l'aluminium, le béton, le cuivre, le silicium, le zinc, les terres rares, les plastiques/polymères ainsi que le verre. Les batteries sont composées de matériaux tels que le lithium, le graphite, le fer, le cobalt, l'aluminium, ainsi que des plastiques/polymères, parmi d'autres. Quant aux électrolyseurs, ils contiennent notamment du nickel, du cuivre, de l'acier, du zirconium, ainsi que des plastiques/polymères.

Il est important de noter que, bien que ces matériaux soient typiques des technologies en question, la composition exacte peut varier en fonction des fournisseurs, des innovations technologiques et des évolutions réglementaires. Le Groupe s'efforce donc de suivre de près ces évolutions pour affiner sa compréhension des matières premières utilisées. Des efforts sont également en cours pour inclure toutes les technologies du Groupe dans les études afin de garantir une approche plus complète et systématique de l'analyse des matériaux.

[E5-4 31a, 31b, 31c, AR23, 32, AR24] La nomenclature comptable interne et les données d'achats Groupe ne permettent pas de reporter les données en termes de poids de matériaux achetés et de pourcentage de matière recyclée les composant. Un travail sera mené dans les prochaines années en s'inspirant des pratiques de place du secteur de l'énergie.

Sous-enjeu relatif à la réutilisation et la mise à niveau des infrastructures

La réparation et la réutilisation des actifs est un axe de la politique du Groupe. Ces actions concernent notamment la GBU *FlexGen & Retail* (exemple de la conversion des centrales du charbon au gaz) et la GBU Infrastructures (réutilisation des réseaux de gaz naturel avec du biométhane).

Actions et ressources [E5-2]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68 (a)]	Type d'action [MDR-A 68 (a)]	Résultats attendus [MDR-A 68 (a)]	Champs d'application [MDR-A 68 (b)]	Horizon temporel [MDR-A 68 (c)]
Développer le biométhane en Europe (utiliser les ressources locales)	Action menée en 2024	Augmentation de la quantité de gaz vert mis sur le réseau	Activités de la GBU Infrastructures	Annuelle
Réparer les actifs pour prolonger leur durée de vie	Action menée en 2024	Diminution des dépenses en OPEX	Toutes activités opérationnelles	Annuelle

À l'exception de l'action en faveur du développement du biométhane, nécessitant des CAPEX (communs avec les plans d'action concernant le changement climatique, et donc alloués à ce dernier), les autres actions nécessiteront des dépenses (OPEX) qui varieront selon l'activité de mise en œuvre ou de suivi des plans d'action pour le Groupe. Étant donné la nature de ces dépenses, les montants sont considérés comme potentiellement n'ayant pas d'impacts financiers significatifs.

Développement du biométhane en Europe

[MDR-A 68a] Le développement des gaz verts et renouvelables contribue non seulement à la décarbonation mais aussi à la préservation des ressources naturelles. Dès 2017, ENGIE a inscrit dans sa feuille de route le développement des gaz renouvelables.

En septembre 2024, ENGIE a renouvelé son partenariat avec l'Institut National de Recherche pour l'Agriculture, l'Alimentation et l'Environnement (INRAE) dans le cadre d'une collaboration déjà active au sein de programmes de recherche nationaux et européens et à travers des contrats de thèses. Le nouvel accord vise à poursuivre le développement des solutions technologiques innovantes permettant une réduction des résidus organiques associée à la production d'énergie renouvelable grâce à la méthanisation, avec prise en compte des impacts environnementaux, sociétaux et économiques.

Cibles et KPIs [E5-3]

Nature et description de l'objectif	Objectif	Année cible	Reporting 2024	Performance par rapport à l'objectif
Développer les capacités de production de biométhane en Europe	10 TWh par an	2030	1,2 TWh	12%
Développer les capacités d'injection de biométhane dans les réseaux en France	50 TWh par an	2030	13,0 TWh	26%

Sous-enjeu lié au démantèlement

ENGIE s'attache à une gestion responsable du démantèlement des sites. Le démantèlement des actifs industriels concerne principalement les deux GBU *FlexGen & Retail* (centrales charbon ou gaz) et Renouvelables (éolien, solaire) ainsi que Electrabel pour le secteur nucléaire. Les opérations de démantèlement sont gérées localement.

Actions et ressources [E5-2]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Démanteler les centrales nucléaires en Belgique	Action à lancer en 2026	Unités démantelées selon réglementation	Les réacteurs de Doel 3 et de Tihange 2 au sein de la filiale Electrabel	2037
Valoriser au maximum les déchets dangereux et non dangereux issus du démantèlement des sites	Action à lancer	Hausse du taux de recyclage	Toutes activités opérationnelles	Annuelle

[MDR-A 69b, c] Les coûts et les provisions liés au démantèlement nucléaire à venir sont détaillés en Note 17.2 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".

Précision relative au démantèlement des centrales nucléaires en Belgique

À ce stade, les réacteurs concernés se trouvent en phase d''arrêt définitif qui comprend quatre étapes : le déchargement du réacteur et transfert du combustible nucléaire vers les piscines de désactivation, la décontamination du circuit primaire, l'évacuation du combustible vers les bâtiments d'entreposage temporaires puis l'évacuation des filtres et des résines, le rinçage final des circuits, des piscines, évacuation des déchets, des effluents et des produits dangereux.

Lorsque les activités de la phase de mise à l'arrêt seront suffisamment avancées et que le permis le permettra, Electrabel commencera le démantèlement des installations en 2026, selon le planning actuel. Les activités de démantèlement dans le bâtiment du réacteur détermineront la durée de cette phase.

Toutes les opérations de démantèlement d'installations nucléaires sont soumises aux impératifs de sûreté définis par l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN). En parallèle, ce processus de démantèlement induit une gestion des déchets qu'il faudra soit évacuer immédiatement, soit traiter sur les sites avant leur évacuation vers Belgoprocess. Le déclassement d'une centrale nucléaire produit des déchets qui sont à 98% des déchets conventionnels (béton et métaux) qui seront au maximum recyclés et valorisés. Les déchets radioactifs résiduels seront, quant à eux, triés, traités et conditionnés avant d'être transportés vers des centres d'entreposage ou de stockage adaptés à leur nature, conformément l'accord signé avec le Gouvernement belge.

Précision relative au démantèlement des sites hors nucléaires

L'année 2024 ne présente pas d'activité significative en termes de démantèlement.

[MDR-A 68a, b]. Compte tenu de l'importance croissante de la question de l'accès aux matériaux critiques nécessaires aux énergies renouvelables et des défis anticipés liés à la gestion de la fin de vie des actifs dans les années à venir, il est crucial pour chaque pays de la GBU Renouvelables de disposer d'une stratégie de fin de vie. Les éléments importants de cette stratégie sont la structuration de l'approche du démantèlement des parcs éoliens et solaires dans la GBU et la garantie d'une méthode respectueuse de l'environnement pour gérer les volumes croissants dans les années à venir : anticiper et atténuer les risques financiers associés au démantèlement des actifs, assurer une gestion efficace des coûts, identifier les risques potentiels et se conformer aux réglementations sont les fondements de la stratégie *"end of life"* (EOL).

Les grands principes appliqués par cette GBU sont :

- une mise en décharge zéro : la mise en décharge doit être évitée pour tous les actifs d'énergie renouvelable mis hors service ;
- des objectifs de recyclage : au moins 90% des matériaux des panneaux photovoltaïques mis hors service doivent être recyclés, il s'agit notamment de récupérer les matériaux de valeur tels que le silicium, le verre et les métaux ; au moins 90% des matériaux des pales d'éoliennes doivent être recyclés ou réutilisés ;
- un démantèlement écologique : mettre en œuvre des pratiques de démantèlement qui réduisent au minimum les incidences sur l'environnement et les perturbations des écosystèmes et des communautés locales ; veiller à l'élimination en toute sécurité de toute matière dangereuse, conformément aux réglementations locales et internationales ;

- une prolongation de la durée de vie : dans la mesure du possible, prolonger la durée de vie des actifs renouvelables et promouvoir l'utilisation de pièces détachées d'occasion ;
- un engagement auprès des parties prenantes : collaborer avec les parties prenantes externes, telles que les entreprises de recyclage et les communautés locales, afin de soutenir et d'améliorer les efforts en matière d'élimination des déchets ;
- un partage des meilleures pratiques : partager les meilleures pratiques et les leçons apprises dans l'ensemble de la GBU afin d'améliorer continuellement les processus de fin de vie ;
- une collecte de données permettant l'établissement de rapports : rendre compte des quantités de matériaux récupérés, recyclés et éliminés, ainsi que des taux de recyclage et de détournement des décharges.

Le recyclage ou le réemploi des turbines éoliennes et des panneaux solaires est un des neuf engagements du label TED (transition énergétique durable).

[MDR-A 68c] Une telle opération dure six mois en général.

Cibles [E5-3]

Cas des sites nucléaires

[E5-5 39] En Belgique, les déchets issus des centrales nucléaires, notamment leurs déchets radioactifs issus du démantèlement sont suivis par Electrabel, mais aussi par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) qui est chargé de la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales nucléaires. La publication détaillée d'informations relatives aux volumes de combustibles ou de déchets radioactifs de haute activité est proscrite par l'Arrêté Royal belge du 17 octobre 2011 intitulé "Arrêté royal relatif à la protection physique des matières nucléaires et des installations nucléaires".

Cas des démantèlements de sites hors nucléaires

[E5-3 27 AR20] Dans le cadre des opérations de démantèlement, ENGIE applique les législations locales, nationales voire internationales applicables aux déchets.

[E5-3 24e, 25] Concernant la gestion des déchets liés au démantèlement, ENGIE ne dispose pas de cible, sauf pour la GBU Renouvelables qui vise à recycler au moins 90% des matériaux des panneaux photovoltaïques mis hors service notamment pour récupérer les matériaux de valeur tels que le silicium, le verre et les métaux, et au moins 90% des matériaux des pales d'éoliennes. Un travail avec les autres GBU sera mené au cours des prochaines années.

KPIs [E5-5]

[E5-5 37, 37a, 37d, 38, 38a 38b] Le *reporting* environnemental du Groupe ne distingue pas les types de déchets, leurs quantités, leur destination ou la hiérarchie du mode de traitement des déchets liés aux opérations de démantèlement. Un travail sera mené dans les prochaines années pour répondre à la norme le cas échéant.

Informations non matérielles mais importantes pour le Groupe

Les indicateurs concernant les déchets sont publiés, bien que non matériels au sens de l'analyse de double matérialité, afin d'assurer la continuité avec les publications antérieures du Groupe et de répondre aux attentes des interlocuteurs externes.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2024
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	t	1 024 545
• Cendres volantes, refioms	t	63 231
• Cendres cendrées, mâchefers	t	170 959
• Sous-produits de désulfuration	t	17 409
• Boues	t	7 286
• Bois flotté	t	10 792
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	t	870 972
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	31 695
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	7 021

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

3.1.2.3 Taxonomie européenne

3.1.2.3.1 Méthodologie de classement des activités

Afin d'orienter les investissements industriels européens vers des activités durables et atteindre la neutralité carbone en 2050, l'Union européenne s'est dotée, avec le Règlement 2020/852 en date du 18 juin 2020 complété de quatre Actes délégués - (2021/2139) en date du 4 juin 2021, (2022/1214) du 9 mars 2022 et (2023/2485 et 2023/2486) du 27 juin 2023 - d'une taxonomie européenne qui définit les activités économiques réputées durables pour l'environnement. **Le Groupe a suivi un processus en quatre étapes pour identifier les activités éligibles et alignées en application du Règlement européen de la taxonomie des activités durables (2020/852) sur l'ensemble des pays où il opère.** Pour les activités éligibles, le processus a porté sur l'ensemble des six objectifs visés par la taxonomie : les deux objectifs climatiques concernant l'atténuation du changement climatique et l'adaptation au changement climatique ainsi que les quatre autres objectifs environnementaux : utilisation durable et la protection des ressources aquatiques et marines, transition vers une économie circulaire, prévention et le contrôle de la pollution, protection et la restauration de la biodiversité et des écosystèmes).

L'analyse des activités économiques réalisée sur l'ensemble des six objectifs a permis de conclure que le Groupe est essentiellement concerné par l'objectif d'atténuation, en cohérence avec la raison d'être du groupe et sa stratégie de décarbonation, (voir Section 3.10 Annexe - Tableaux Taxonomie). Les activités liées aux autres objectifs, non significatives au regard des indicateurs visés par la taxonomie européenne, sont donc implicitement inclus dans l'objectif d'atténuation déclarée pour le Groupe.

La première étape a consisté à étudier l'éligibilité des activités et à répartir les activités économiques du Groupe en deux catégories : éligibles et non éligibles. Pour ce faire, le Groupe a évalué lesquelles de ses activités correspondaient strictement à une activité économique décrite dans l'un des actes délégués (2021/2139), (2022/1214) ou (2023/2486). Les principales activités retenues comme éligibles sont celles de la GBU Renouvelables (production électrique éolienne, solaire, hydraulique ou géothermale), de la GBU *Energy Solutions* (production et distribution de chaleur avec ou sans de cogénération gaz ou biomasse, services d'efficacité énergétique) et de la GBU *FlexGen & Retail* (stockage d'électricité, production d'électricité à partir de gaz naturel). Pour la GBU Infrastructures, les activités portant sur le verdissement du gaz naturel injecté, transporté et distribué ont été prises en compte en proportion du gaz vert transporté dans les réseaux (activité 4.9 – Transport et distribution d'électricité et 4.14 Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelable et à faible intensité de carbone). Pour la production nucléaire, la prolongation des deux unités belges Doel 4 et Tihange 3 a fait l'objet d'un accord entre l'État belge et le Groupe, accord menant à la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées et détenues à parité entre les parties (ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025, voir Note 24.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). Cette entreprise dédiée sera consolidée en mise en équivalence. Par ailleurs, compte tenu de la définition des CAPEX selon le règlement Taxonomie et/ou la nature des dépenses engagées, les investissements réalisés dans l'activité nucléaire du Groupe sont hors du champ de l'exercice d'analyse Taxonomie. Ainsi, seuls les droits de tirage sur des centrales françaises détenues et identifiées comme éligibles par EDF ont été considérés comme éligibles par le Groupe. Les activités non éligibles concernent principalement les ventes d'électricité et de gaz en tant que commercialisateur ou trading.

La deuxième étape a consisté à isoler parmi les activités éligibles celles qui avaient une contribution substantielle à l'objectif d'atténuation ou d'adaptation au changement climatique en évaluant leur conformité aux critères d'examen technique présentés dans les actes délégués. Le critère des 100 g CO_2/kWh en analyse de cycle de vie ne permet pas aujourd'hui de qualifier à lui seul les actifs de production électrique à partir de gaz naturel du Groupe. Parmi les principaux critères d'examen technique, il est précisé que l'activité est alignée si :

- pour la production d'hydroélectricité : la centrale hydroélectrique est de type "au fil de l'eau" ou le site peut démontrer un ratio de puissance surfacique supérieur à 5W/m^2- certaines installations hydroélectriques de large capacité sont donc non alignées pour cette raison ;
- pour les réseaux de chaleur : le système énergétique est efficace tel que défini par l'UE (un système utilisant au moins 50% d'énergie de sources renouvelables, 50% de chaleur résiduelle, 75% de chaleur produite par cogénération ou 50% d'une combinaison de cette énergie et de chaleur) ;
- pour l'installation d'équipements d'efficacité énergétique ou les services de performance énergétique dans les bâtiments : l'activité est connectée à l'une des activités décrites.

La troisième étape concerne le respect des critères d'examen technique de non-préjudice aux autres objectifs environnementaux *(Does Not Significantly Harm* - DNSH). La gestion des risques liés au changement climatique, à la ressource en eau, à l'économie circulaire, à l'érosion de la biodiversité et à la pollution de l'air est couverte par les politiques environnementales d'ENGIE (voir ESRS E1 à E5 et le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse). L'évaluation de la conformité a été réalisée par les correspondants environnementaux pour chaque activité sur base des principaux éléments suivants :

- l'analyse des risques liés aux changements climatiques (risques physiques), au stress hydrique, à la pollution (NOx, SOx, PM), à la protection des zones protégées qui est mise à jour chaque année dans le cadre du *reporting* environnemental sur les sites en opération ;
- l'élaboration de plan de management environnemental dans le cadre des objectifs volontaires ESG du Groupe ;
- les certifications EMAS ou ISO14001 pour les installations à plus fort impact environnemental comme les sites de production hydraulique.

La quatrième étape concerne la conformité du Groupe aux garanties minimales (*minimum safeguards*). Cette conformité est assurée par les politiques de la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* du Groupe et en particulier par la politique en matière de droits humains qui fait référence aux grands standards internationaux et par les référentiels Intégrité et Conformité Éthique permettant d'établir les procédures de lutte contre la corruption et d'exercice d'une concurrence loyale, ainsi que par l'analyse des risques et des plans d'actions du devoir de vigilance et son dispositif de signalement et de rapport des incidents éthiques. Le dispositif et le plan de vigilance sont détaillés dans les Sections 3.1.4.1 "Éthique et conduite des affaires" et 3.2 "Plan de vigilance", ainsi que sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte et https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Les activités considérées comme alignées sont celles qui répondent favorablement aux quatre étapes décrites ci-dessus. Les résultats font par ailleurs l'objet d'une note de suivi au CEEDD et au Conseil d'Administration.

3.1.2.3.2 Méthode de calcul des indicateurs

Le Règlement 2021/2078 en date du 6 juillet 2021 impose de publier dans le présent État de durabilité, (précédemment DPEF), à compter de l'année 2022, les taux d'éligibilité et d'alignement des activités à cette taxonomie au travers de trois indicateurs définis par la taxonomie :

- chiffre d'affaires (CA) ;
- dépenses d'investissement (CAPEX) ;
- dépenses opérationnelles (OPEX).

Les indicateurs CA, CAPEX et OPEX retenus pour ces calculs de taux d'éligibilité sont strictement conformes aux définitions de la taxonomie.

Le Chiffre d'affaires correspond au CA publié par le Groupe (voir Note 7 "Ventes" de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), c'est-à-dire qu'il exclut le CA des sociétés mises en équivalence (comme Ocean Winds, partenariat avec EDP Renovàveis dans le domaine de l'éolien en mer). Par ailleurs, le chiffre d'affaires issu d'un site de production d'énergie éligible à la taxonomie doit être retenu même dans le cas où la vente finale à un tiers externe est réalisée par le commercialisateur du Groupe (GEMS), et non directement par l'entité productrice de l'énergie durable.

L'indicateur CAPEX défini par la taxonomie est différent de celui retenu par ENGIE (CAPEX) dans son dialogue de gestion et dans sa communication financière au marché (CAPEX de croissance). En particulier, sont exclus par la taxonomie les investissements financiers, dans les sociétés mises en équivalence, ainsi que les cessions *Design Build Own Operate* (DBSO) y compris *tax equity* reçus. La réconciliation entre les CAPEX ENGIE et les CAPEX taxonomie est la suivante (la réconciliation entre les CAPEX et les CAPEX de croissance est présentée dans la Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") :

Données au 31 décembre 2024 *(en millions d'euros)*	**Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) [1]**	**CAPEX Taxonomie**
Investissements corporels et incorporels	10 129	10 129
Montants reçus au titre des systèmes de tax equity	-744	-327
(-) Variation dettes sur investissements corporels et incorporels		*4*
Entrée investissements corporels et incorporels résultant de "Business combinations"		1 489
Variations de périmètres – Acquisitions	311	
(+) Autres	*-4*	
Prise de contrôle sur des filiales nettes de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	670	
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*184*	
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	66	
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	-1 693	
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	4 289	
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO	*-830*	
(-) Investissements financiers Synatom / Cessions d'actifs financiers Synatom	*-2 495*	
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	87	
Droits d'utilisation des actifs (IFRS 16)		998
TOTAL	**9 970**	**12 294**

(1) Voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Depuis 2022, ENGIE a adapté son plan de comptes pour suivre strictement la définition retenue par la réglementation européenne pour **l'indicateur OPEX** à savoir les coûts directs non-inscrits à l'actif qui concernent la recherche-développement, la rénovation des bâtiments, les contrats de location, l'entretien et la réparation, et toute autre dépense directe, liée à l'entretien courant d'actifs corporels. Les résultats 2024 sont présentés dans les trois tableaux ci-après avec une ventilation des résultats par segment.

CHIFFRE D'AFFAIRES (CA) 2024 RETENU PAR LA TAXONOMIE

Segment	**CA éligible (M€) : A**	**CA aligné (M€) : B**	**CA total (M€) : C**	**Taux d'éligibilité du CA : (A/C)**	**Taux d'alignement du CA : (B/C)**
Renouvelables	5 402	5 107	5 467	99%	93%
Infrastructures	611	547	7 231	8%	8%
Energy Solutions	7 027	5 980	9 853	71%	61%
FlexGen & Retail	4 014	1 232	19 007	21%	6%
Nucléaire	890	890	68		
Autres (dont GEMS)	154	70	32 187	0%	0%
TOTAL	**18 099**	**13 826**	**73 812**	**25%**	**19%**

CHIFFRE D'AFFAIRES (CA) 2023 RETENU PAR LA TAXONOMIE

Segment	**CA éligible (M€) : A**	**CA aligné (M€) : B**	**CA total (M€) : C**	**Taux d'éligibilité du CA : (A/C)**	**Taux d'alignement du CA : (B/C)**
Renouvelables	5 357	4 996	5 512	97%	91%
Infrastructures	470	379	6 873	7%	6%
Energy Solutions	7 738	6 826	11 033	70%	62%
FlexGen & Retail	5 175	1 428	21 707	24%	7%
Nucléaire	815	815	118		
Autres (dont GEMS)	81	73	37 322	0%	0%
TOTAL	**19 635**	**14 517**	**82 565**	**24%**	**18%**

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT (CAPEX) 2024 RETENUES PAR LA TAXONOMIE

Segment	CAPEX éligible (M€) : A	CAPEX aligné (M€) : B	CAPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des CAPEX : (A/C)	Taux d'alignement des CAPEX : (B/C)
Renouvelables	5 882	5 877	5 914	99%	99%
Infrastructures	311	267	2 269	14%	12%
Energy Solutions	879	734	1 256	70%	58%
FlexGen & Retail	1 229	617	1 519	81%	41%
Nucléaire	88	88	336	26%	26%
Autres	-7	-8	999	-1%	-1%
TOTAL	**8 382**	**7 576**	**12 294**	**68%**	**62%**

Information sur les émissions obligataires vertes

Conformément aux engagements du Groupe, ENGIE procède à l'émission d'obligations vertes (*Green Bonds*) qui répondent aux dispositions du *Green Financing Framework*. Le produit de ces obligations est utilisé pour financer, en tout ou partie, des projets soutenant la transition vers une économie bas carbone, notamment dans les énergies renouvelables.

Pour rappel, selon le *Green Financing Framework* (voir Section 5.3 "Obligations vertes"), le Groupe dispose d'une période de 24 mois suivant l'émission de l'instrument de financement vert pour allouer les fonds à des Projets Éligibles Verts, ou pour les refinancer le cas échéant (trois ans si l'obligation a une durée de 10 ans ou plus) tandis que l'indicateur CAPEX de la taxonomie européenne se calcule sur les investissements réalisés sur la période en cours. En 2024, ENGIE a procédé à l'allocation de produits d'obligations vertes à hauteur de 3,5 milliards d'euros, dont 1,7 milliards d'euros et 0,6 milliard d'euros concernent des dépenses engagées au cours de l'exercice 2024 sur des projets de la GBU Renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et des projets de stockage d'électricité de la GBU *FlexGen & Retail*. Les activités visées sont considérées 100 % éligibles et alignées, selon les critères de la taxonomie européenne. Par ailleurs, ces produits d'obligations vertes alloués en 2024 incluent 0,4 milliard d'euros de CAPEX engagés sur des exercices précédents et 0,1 milliard d'euros de CAPEX exclus du champ d'application de la taxonomie (entités mises en équivalence et dépenses de R&I).

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT (CAPEX) 2023 RETENUES PAR LA TAXONOMIE

Segment	CAPEX éligible (M€) : A	CAPEX aligné (M€) : B	CAPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des CAPEX : (A/C)	Taux d'alignement des CAPEX : (B/C)
Renouvelables	4 687	4 668	4 707	100%	99%
Infrastructures	357	261	2 099	17%	12%
Energy Solutions	818	705	1 040	79%	68%
FlexGen & Retail	2 062	1 555	2 348	88%	66%
Nucléaire	45	45	170	27%	27%
Autres	23	23	692	3%	3%
TOTAL	**7 992**	**7 258**	**11 055**	**72%**	**66%**

DÉPENSES OPÉRATIONNELLES (OPEX) 2024 RETENUES PAR LA TAXONOMIE

Segment	OPEX éligible (M€) : A	OPEX aligné (M€) : B	OPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des OPEX : (A/C)	Taux d'alignement des OPEX : (B/C)
Renouvelables	679	669	720	94%	93%
Infrastructures	104	70	953	11%	7%
Energy Solutions	1 291	1 025	1 747	74%	59%
FlexGen & Retail	297	40	750	40%	5%
Nucléaire	37	37	193	19%	19%
Autres	0	0	22	0%	0%
TOTAL	**2 408**	**1 842**	**4 384**	**55%**	**42%**

DÉPENSES OPÉRATIONNELLES (OPEX) 2023 RETENUES PAR LA TAXONOMIE

Segment	OPEX éligible (M€) : A	OPEX aligné (M€) : B	OPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des OPEX : (A/C)	Taux d'alignement des OPEX : (B/C)
Renouvelables	515	507	553	93%	92%
Infrastructures	93	60	907	10%	7%
Energy Solutions	723	489	876	83%	56%
FlexGen & Retail	267	35	631	42%	6%
Nucléaire	35	35	198	18%	18%
Autres	-	-	6	0%	0%
TOTAL	**1 633**	**1 126**	**3 172**	**51%**	**35%**

ENGIE affiche en 2024, un **chiffre d'affaires** éligible et aligné à la taxonomie en légère hausse à hauteur respectivement de 25% et de 19% du fait de la normalisation des activités *merchant*, des CAPEX éligibles à hauteur de 68% et alignés à hauteur de 62%, en baisse par rapport à 2023 (72% et 66%) en lien avec l'acquisition en 2023 de BRP aux États Unis (activité batteries) de la GBU *FlexGen & Retail*, et des OPEX éligibles à la taxonomie à hauteur de 55% et alignés à hauteur de 42%.

Ces chiffres Groupe en 2024 comme en 2023 recouvrent des disparités importantes en fonction des métiers.

Les activités de la **GBU Renouvelables** sont en très grande partie éligibles (99% pour le CA, 99% pour les CAPEX) et quasi toutes alignées (93% pour le CA, 99% pour les CAPEX).

Les activités de la **GBU *Energy Solutions*** sont majoritairement éligibles (71% pour le CA, 70% pour les CAPEX) et majoritairement alignées (61% pour le CA, 58% pour les CAPEX).

Les activités de la **GBU *FlexGen & Retail*** sont minoritairement éligibles et alignées à la taxonomie pour le CA (21%), à l'inverse grâce au développement des activités de batterie les CAPEX deviennent majoritairement éligibles et alignés (81% et 41% en 2024).

Les activités de la **GBU Infrastructures** sont également minoritairement éligibles et alignées. En revanche, au fur et à mesure que les trois activités d'infrastructures gaz (transport, distribution et stockage) seront converties aux gaz renouvelables et au stockage d'hydrogène, elles deviendront progressivement éligibles et alignées.

Les activités **Nucléaire** sont éligibles et alignées pour la part correspondant aux droits de tirage sur les centrales françaises identifiées comme éligibles et alignées par EDF.

Enfin, les activités **Autres** (dont GEMS qui vend de l'énergie aux entreprises, et qui propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients) ne sont pas éligibles à la taxonomie.

À noter que le calcul d'éligibilité du plan de CAPEX de croissance 2025-2027 (voir 6.1.1.1.2 de la Section 6.1.1 "Rapport d'activité") donne un ratio d'éligibilité de 87% et un ratio d'alignement de 82%, nettement supérieurs aux taux calculés sur l'ensemble des CAPEX (croissance et maintenance). Ces ratios d'éligibilité et d'alignement sur les CAPEX de croissance reflètent l'engagement du Groupe vers une économie neutre en carbone qui se traduit dans ses investissements financiers. De plus, ENGIE a pris en compte, dans ses CAPEX de croissance, ceux encourus dans l'objectif de prolonger la durée de vie des deux unités nucléaires en Belgique de 2025 à 2035, conformément à l'accord avec l'État belge dont le *closing* est attendu au plus tard le 14 mars 2025 (voir Note 24.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

L'analyse taxonomie du plan de CAPEX 2025-2027 est présentée dans les tableaux ci-après avec d'une part l'indicateur CAPEX défini par la taxonomie et d'autre part l'indicateur CAPEX de croissance tel que suivi par le Groupe (voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT (CAPEX) RETENUES PAR LA TAXONOMIE

	Plan 2025-2027		Plan 2024-2026	
Segment	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement
Renouvelables	100%	100%	100%	100%
Infrastructures	31%	25%	31%	22%
FlexGen	95%	67%	71%	50%
Autres activités	48%	44%	47%	38%
Dépenses d'investissement retenues par la taxonomie (CAPEX croissance et maintenance)	**72%**	**67%**	**72%**	**65%**

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT DE CROISSANCE (CAPEX)

	Plan 2025-2027		Plan 2024-2026	
Segment	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement
Renouvelables	100%	100%	100%	100%
Infrastructures	71%	62%	76%	58%
FlexGen	100%	77%	96%	68%
Autres activités	67%	58%	70%	62%
Dépenses d'investissement de croissance [1]	**87%**	**82%**	**90%**	**83%**

(1) (Voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le calcul d'éligibilité et d'alignement sur le plan de CAPEX 2025-2027 est porté par les dépenses prévues pour les activités de la GBU Renouvelables qui représente plus de la moitié des dépenses sur le plan de CAPEX du Groupe. Les tableaux reprenant les modèles standards pour les informations liées aux données 2024 sur les indicateurs Chiffre d'affaires, CAPEX et OPEX selon le Règlement délégué (UE) n°2021/2178 de la Commission Européenne du 6 juillet 2021 ainsi que ceux reprenant les modèles standards pour la publication des informations liées aux activités nucléaires et gaz selon le Règlement délégué (UE) n°2022/ 1214 de la Commission européenne du 9 mars 2022 se trouvent en Section 3.1.5.5 "Tableaux taxonomie".

3.1.3 Informations sociales [ESRS S1 à S4]

3.1.3.1 Le respect des droits humains [S1-1, S2-1, S3-1, S4-1]

Cette section décrit l'approche droits humains du Groupe et s'applique à l'ensemble des impacts négatifs matériels de type droits humains identifiés dans le cadre de l'exercice de double matérialité. Cet exercice s'est par ailleurs nourri des risques identifiés via le processus de vigilance (voir Section 3.2 "Plan de vigilance" pour de plus amples informations).

Tous les IROs relatifs au personnel de l'entreprise, aux travailleurs de la chaîne de valeur, aux communautés affectées, et aux consommateurs et utilisateurs finals, sont décrits dans la Section 3.1.1.4.2. Ces IROs, de même que les engagements, les politiques, les actions et cibles du Groupe sont traités dans les sections relatives au personnel de l'entreprise (Section 3.1.3.2), aux travailleurs de la chaîne de valeur (Sections 3.1.3.3 et 3.1.3.4), aux communautés affectées (Section 3.1.3.5) et aux consommateurs et utilisateurs finals (Section 3.1.3.6).

Les engagements droits humains du Groupe

ENGIE s'engage (i) à respecter les droits humains de tous les individus et groupes susceptibles d'être affectés par ses activités et (ii) à ce que ses activités soient conduites en conformité avec les plus hauts standards de protection et a minima avec les dispositions des textes internationaux de protection et de défense des droits humains. Ces engagements sont énoncés dans la Politique de vigilance - droits humains du Groupe.

Approche retenue

ENGIE considère que les droits humains doivent fonder la transition énergétique juste, à laquelle ENGIE aspire et qui est au cœur de sa raison d'être. Les activités d'ENGIE ont un impact positif sur de nombreuses personnes et participent au développement des régions dans lesquelles le Groupe opère. ENGIE assure notamment l'accès à l'énergie et favorise l'emploi dans les pays où le Groupe est présent. Toutefois, l'impact positif qu'ENGIE cherche à atteindre ne peut être créé que lorsque les droits des personnes affectées par les opérations et la chaîne de valeur de l'entreprise sont respectés.

Le respect des droits humains est au cœur du Code de conduite éthique d'ENGIE, de ses politiques, notamment sa Politique de vigilance - droits humains, et de son plan de vigilance (voir Section 3.2.) pris en conformité avec la loi française sur le devoir de vigilance des sociétés-mères et entreprises donneuses d'ordres. Les engagements du Groupe en matière de droits humains s'inscrivent également dans le dialogue social du Groupe notamment dans le cadre de l'Accord mondial d'ENGIE portant sur les droits sociaux fondamentaux et la responsabilité sociale qui a été signé en janvier 2022 (voir Section 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social"). Cet Accord est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/news/accord-social-mondial.

Des outils tels que le Code de conduite éthique disponible sur le site internet du Groupe en 15 langues, des formations, des guides (guide sur la lutte contre le harcèlement sexuel et les agissements sexistes), ont été déployés pour sensibiliser les collaborateurs sur les sujets relatifs aux droits humains, au devoir de vigilance et au dispositif d'alerte du Groupe.

De plus amples informations sur la démarche de vigilance droits humains du Groupe sont disponibles à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/politique-droits-humains.

Les politiques du Groupe

[S1-1 21, S2-1 19, S3-1 17, S4-1 17] Les politiques d'ENGIE sont alignées sur les normes internationalement reconnues applicables au personnel de l'entreprise, aux travailleurs de la chaîne de valeur, aux communautés affectées, et aux consommateurs et utilisateurs finals, notamment sur les principes directeurs des Nations unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme.

Pour s'assurer du respect de ses engagements en matière de droits humains, pour répondre aux exigences réglementaires et pour gérer les enjeux droits humains du Groupe, le Groupe s'appuie en premier lieu sur sa Politique de vigilance - droits humains, une politique socle couvrant l'ensemble des impacts négatifs pour les personnes.

Cette partie décrit plus en détail la Politique de vigilance - droits humains ainsi que la Politique Transition juste qui s'appliquent de manière transverse aux différentes sections relatives aux informations sociales.

Politique de vigilance - droits humains

[MDR-P] La Politique de vigilance - droits humains d'ENGIE a pour objet de définir les engagements du Groupe relatifs aux droits humains et les moyens pour s'assurer de leur bon respect. Cette politique constitue le socle sur lequel repose l'ensemble de la démarche de vigilance du Groupe en matière de droits humains.

Elle vise ainsi à identifier, prévenir et gérer les risques d'atteintes aux droits humains de toute personne, et notamment des travailleurs, des communautés, des usagers et clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur d'ENGIE. Elle vise également à s'assurer que tout incident relatif aux droits humains soit traité de manière appropriée.

[MDR-P]	Politique de vigilance - droits humains
Champ d'application	Elle s'applique à l'ensemble des sociétés contrôlées par ENGIE SA. Les exigences d'identification et de gestion des risques demandées couvrent l'ensemble des activités du Groupe, ainsi que celles de ses relations commerciales dans le cadre de leurs activités pour le Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* rattachée à la Direction Juridique et Éthique du groupe ENGIE, elle-même sous l'autorité de la Secrétaire Générale, est en charge de la mise en œuvre de cette politique. Elle est déployée au sein des GBU et des entités par la filière juridique et éthique ainsi que par les autres directions concernées.
Référence aux normes ou initiatives tierces	• Charte internationale des droits de l'Homme, composée de la Déclaration Universelle des Droits de l'Homme de 1948, du Pacte International sur les Droits civils et politiques et du Pacte international sur les droits économiques, sociaux et culturels de 1966 ; • Conventions fondamentales de l'Organisation Internationale du Travail (OIT) ; • Principes Directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme ; • Principes Directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales ; • Déclaration de principes tripartite de l'OIT sur les entreprises multinationales et la politique sociale ; • Pacte Mondial des Nations Unies.
Modalité de mise à disposition de la politique	• La Politique est disponible sur le site internet d'ENGIE (https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-12/Politique%20de%20vigilance%20droits%20humains%202024%20VF.pdf), et a été mise à jour en 2024 ; • Une formation dispensée par la Direction Éthique, *Compliance* et *Privacy* sur la démarche droits humains du Groupe et un *e-learning* visent également à porter à la connaissance de tout collaborateur cette politique.

Politique Transition juste

La Politique Transition juste s'intègre dans la raison d'être du Groupe. La notion de "Transition Juste" découle de la conviction qu'une transition vers une économie plus sobre en carbone et durable ne peut se faire sans intégrer la dimension sociale. Elle doit être menée de manière équitable pour toutes les parties prenantes : personnel de l'entreprise, travailleurs de la chaîne de valeur, communautés affectées, consommateurs et utilisateurs finals et doit viser à minimiser les effets négatifs de la transition tout en maximisant ses effets positifs.

La transition repose ainsi sur une gestion maîtrisée des restructurations avec un accompagnement lors de la fermeture de sites en assurant une attention à l'employabilité, un développement des compétences et un socle commun de garanties pour l'ensemble des travailleurs. Elle porte également sur une contribution au développement économique et social des territoires avec la construction de projets et la fourniture d'une énergie à un coût abordable. Enfin, elle contribue à la résilience des territoires avec la préservation des ressources naturelles et des communautés locales et la réduction de la vulnérabilité des territoires.

[MDR-P]	Politique Transition juste
Champ d'application	L'ensemble des activités du Groupe, ainsi que la chaîne amont. Elle couvre les entités du *reporting* financier consolidé.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces	Accord de Paris sur le climat de 2015. Principes directeurs de l'Organisation Internationale du Travail (OIT).
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique est disponible sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/publications-rse

Prévenir et gérer les incidences négatives liées aux droits humains

[S1-1 20c, S2-1 17c, S3-1 16c, S4-1 16c] La Politique de vigilance - droits humains prévoit les processus de vigilance au niveau du Groupe et au niveau opérationnel pour s'assurer de la gestion des risques liés aux droits humains dans le cadre de toutes ses activités. Chaque GBU et entité s'assure du respect des engagements droits humains du Groupe dans leur périmètre d'activité. Selon les risques identifiés, il leur est demandé de :

- évaluer annuellement le risque de porter atteinte à un droit humain au travers du processus *Enterprise risk management* (ERM) du Groupe et mettre en place les plans d'actions pour tout risque identifié ;
- analyser au préalable pour les nouvelles activités commerciales (nouveau projet ou nouvelle relation commerciale) les risques liés aux droits humains ;
- s'assurer du respect des engagements du Groupe par leurs relations commerciales ;
- sensibiliser les collaborateurs, a minima les plus concernés, aux enjeux en matière de droits humains dans l'exercice de leur fonction ;
- mettre en place des mécanismes de dialogue et de réclamation pour les parties prenantes potentiellement impactées par leurs activités ;
- faire connaître le dispositif d'alerte du Groupe et reporter tout incident relatif aux droits humains selon les processus internes.

Le suivi de la bonne application de la Politique de vigilance - droits humains et du déploiement des processus demandés est intégré dans les processus de conformité éthique du Groupe (voir Section 3.2.1.1 "Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains" et Section 3.1.4.1.7 "Contrôles et certifications" pour de plus amples informations). Ces processus de suivi permettent de s'assurer de l'application effective du plan de vigilance en matière de droits humains et de définir si besoin des actions supplémentaires de contrôle, telles que des audits internes ou externes.

Les mesures de prévention et de gestion des incidences négatives liées aux droits humains concernant le personnel de l'entreprise, les travailleurs de la chaîne de valeur d'ENGIE, les communautés potentiellement affectées par les activités du Groupe et les consommateurs et utilisateurs finals sont détaillées dans les Sections relatives au personnel de l'entreprise (Section 3.1.3.2), aux travailleurs de la chaîne de valeur (Sections 3.1.3.3 et 3.1.3.4), aux communautés affectées (Section 3.1.3.5) et aux consommateurs et utilisateurs finals (Section 3.1.3.6).

Procédures visant à remédier aux incidences négatives et dispositif d'alerte

[S1-3 32, S2-3 27, S3-3 27, S4-3 25] En application de la Politique de vigilance - droits humains, le Groupe s'efforce de mettre tout en œuvre pour recueillir et traiter, et ceci de manière respectueuse des droits des personnes concernées, toute alerte relative à ses activités et à leurs impacts négatifs éventuels sur les droits humains.

[S3-3 28, S1-3 33, S2-3 28, S4-3 26] ENGIE a mis en place des dispositifs pour permettre à toute personne de lui faire part directement de ses préoccupations ou de ses besoins et de demander d'y remédier. L'existence des mécanismes de réclamations mis en place au niveau local et au niveau du Groupe est communiquée auprès des parties prenantes externes. Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe, au dispositif Groupe de *reporting* managérial des incidents éthiques ainsi qu'à la manière dont le Groupe surveille et suit les questions soulevées et traitées et dont il garantit l'efficacité des dispositifs sont décrites dans la Section 3.1.4.1.5 "Signalement et rapport des incidents éthiques".

Les éléments relatifs aux canaux spécifiques sont décrits dans les Sections relatives au personnel de l'entreprise (Section 3.1.3.2), aux travailleurs de la chaîne de valeur (Sections 3.1.3.3 et 3.1.3.4), aux communautés affectées (Section 3.1.3.5) et aux consommateurs et utilisateurs finals (Section 3.1.3.6).

3.1.3.2 Personnel de l'entreprise [ESRS S1]

3.1.3.2.1 Introduction [ESRS-S1 SBM-2, ESRS S1 SBM-3, S1-1, S1-3, S1-4, S1-6]

Le succès d'une organisation ne se mesure pas seulement à sa performance économique, mais aussi à l'adhésion de son personnel au projet et à l'ambition de l'entreprise. Le Groupe ENGIE met au cœur de sa stratégie RH, la valorisation de son capital humain.

L'action RH vise à attirer, développer, accroître et fidéliser les meilleurs talents. L'intégration des critères de durabilité et de transparence nécessite une adaptation constante des politiques de recrutement, de diversité et inclusion, de développement et formation, de parcours de carrière et de rétention des talents.

Présentation générale du personnel salarié du Groupe ENGIE

Au 31 décembre 2024, ENGIE compte 97 967 salariés répartis dans plus de 30 pays, avec une forte présence en Europe (77% des effectifs), notamment en France (47%).

(Voir la Section 3.1.3.2.2 "Salariés du Groupe ENGIE" pour plus de détails).

Intérêts et points de vue du personnel du Groupe

[SBM-2 12] Comme détaillé dans la première partie Informations Générales, en Section 3.1.1.2.3 "[SBM-2] Implication des parties prenantes", les salariés du Groupe ENGIE constituent une des huit catégories de parties prenantes identifiées par le Groupe qui adapte son dialogue à leurs spécificités.

L'enquête interne *ENGIE&Me*, recueille chaque année de manière anonyme le point de vue des salariés sur leur rapport à l'entreprise ainsi que sur leur perception de la prise en considération de leurs intérêts dans la stratégie du Groupe. Depuis 2022, l'engagement des salariés du Groupe est constant ou en amélioration, atteignant en 2024, un taux d'engagement durable de 87%.

Dans le cadre de l'analyse de double matérialité, le personnel salarié et le représentant de ceux-ci ayant répondu favorablement à l'invitation du Groupe parmi ceux conviés ont été consultés pour recueillir leurs commentaires qualitatifs sur les enjeux de durabilité.

IROs matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle d'affaires d'ENGIE [SBM-3]

Les résultats de l'analyse de double matérialité reflètent la part importante que revêt le personnel dans la stratégie du Groupe. Quatre impacts positifs, cinq impacts négatifs et six risques matériels sont identifiés.

Le tableau ci-dessous présente un rappel de ces impacts et risques regroupés par enjeu de durabilité :

Impacts positifs	Impacts négatifs	Risques
CONDITIONS DE TRAVAIL ET DIALOGUE SOCIAL *(voir Section 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social")*		
• Le personnel du Groupe peut bénéficier à court, moyen et long termes d'une amélioration de ses conditions de travail et droits fondamentaux, notamment au travers de l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité et protection sociale, ainsi que grâce aux efforts du Groupe en matière de transition énergétique qui favorisent les activités et environnements de travail plus sains et plus sûrs.	• La dégradation du dialogue social et des négociations salariales, particulièrement dans un contexte de transformation / d'évolution stratégique du Groupe et/ou de changements dans la législation et la réglementation applicables à ses activités.	• Le risque juridique (paiement d'amendes, coûts de procédures et dommages) en cas de non-respect de la réglementation (droits des travailleurs). • L'augmentation incontrôlée du coût des avantages sociaux accordés aux anciens employés (pensions de retraite, etc.).
ÉQUITÉ, DIVERSITÉ ET INCLUSION *(voir Section 3.1.3.2.4 "Équité, diversité et inclusion")*		
• L'engagement du Groupe en faveur de la diversité, de l'équité et de l'inclusion, moteur d'impacts positifs sur la société.	• L'exposition au risque, pour les employés ou les candidats, de discrimination, de harcèlement ou de préjugés sur le lieu de travail.	• Le risque juridique (paiement d'amendes, coûts de procédures et dommages) en cas de non-respect de la législation et la réglementation en vigueur.
TALENTS ET COMPÉTENCES *(voir Section 3.1.3.2.5 "Talents et compétences"*		
• Le développement des compétences des salariés leur permettant d'améliorer leur employabilité et d'évoluer dans leur carrière (exemples : transition durable, digitalisation). • La contribution d'ENGIE à l'amélioration des compétences et à l'adaptation de sa main-d'œuvre à de nouvelles professions, ainsi qu'à l'intégration de personnes marginalisées par le biais de nouvelles opportunités de travail dans son contexte de transformation.	• La perte potentielle d'emplois liée à l'évolution du modèle d'affaires d'ENGIE, à l'évolution du marché du travail et à l'introduction de technologies disruptives telles que l'IA générative.	• Le risque d'inadéquation entre les ressources/compétences et les postes à pourvoir (risque de pénurie de personnes qualifiées, d'indisponibilité de personnel flexible pour répondre aux besoins, de perte de compétences clés en cas de départ, de mobilité ou de recrutement dans des lieux peu attractifs).
SANTÉ ET SÉCURITÉ DU PERSONNEL *(voir Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs")*		
	• L'exposition des travailleurs à des risques susceptibles de porter atteinte à leur intégrité physique (accidents, risques sanitaires et maladies professionnelles). • L'exposition des travailleurs à des risques pouvant porter atteinte à leur intégrité psychologique (risques psychosociaux).	• Les risques juridiques (amendes, coûts des procédures, dommages et intérêts) dans le cas où l'entreprise est reconnue coupable. • Le risque réputationnel dans les cas d'accidents graves (dont les accidents industriels) ou les allégations d'incidents graves.

[SBM-3 13a, b] L'analyse de double matérialité menée par le Groupe a permis de faire émerger des impacts et risques, réels ou potentiels, résultant de la stratégie ou du modèle d'affaires du Groupe ou influant sur ceux-ci.

- deux impacts négatifs directement liés au modèle d'affaires du Groupe : la dégradation du dialogue social et des négociations salariales et la perte potentielle d'emplois ;
- un impact positif qui porte sur les enjeux de formation du personnel, découlant des choix stratégiques d'ENGIE ;
- un risque d'inadéquation entre les ressources/compétences et les postes à pourvoir, en lien avec l'évolution du modèle d'affaires du Groupe.

[SBM-3 14e] ENGIE accompagne sa transformation vers des opérations plus respectueuses de l'environnement, visant la neutralité carbone. Dans un contexte de restructuration pour assurer la transition énergétique des secteurs liés aux énergies fossiles, le Groupe s'efforce d'anticiper et de minimiser les impacts sociaux potentiels pour son personnel. Cette évolution comporte certains risques, tels que des "pertes potentielles d'emplois liées au changement du modèle d'affaires d'ENGIE, à l'évolution du marché du travail et à l'introduction de technologies disruptives comme l'IA générative". Elle peut aussi créer un "décalage entre les compétences disponibles et les nouveaux besoins, entraînant des pénuries de personnel qualifié et la perte de savoir-faire clés en cas de départs ou de mobilités géographiques". Conscient de ces enjeux, ENGIE voit également cette transformation comme une opportunité pour créer des emplois et renforcer les compétences de ses salariés. En investissant dans la formation, le Groupe soutient l'employabilité et le développement professionnel de ses équipes.

[SBM-3 14b] Le Groupe analyse régulièrement les impacts négatifs susceptibles d'affecter les salariés, tels que les problèmes de santé et sécurité, les inégalités salariales ou les discriminations. L'identification et la gestion de ces impacts est un élément clé de la démarche de vigilance droits humains du Groupe tel que décrit dans la Section 3.1.3.1 "Le respect

des droits humains". Parmi les impacts négatifs identifiés à la suite de l'analyse de double matérialité, celui de la détérioration du dialogue social et des négociations salariales est ponctuel car il ne concerne que des évènements et périodes spécifiques (réformes externes ou internes par exemple) alors que ceux liés aux enjeux d'équité, diversité et inclusion et de développement des talents et compétences sont systémiques.

[SBM-3 14d] Les risques découlant des impacts sur les salariés sont essentiels pour la viabilité à long terme du Groupe. En effet, la dépendance vis-à-vis d'un personnel qualifié, motivé et en adéquation avec les évolutions du marché est cruciale pour maintenir et renforcer la compétitivité du Groupe. De plus, la capacité à bien gérer les relations sociales, l'inclusion et le développement des compétences influence directement la résilience d'ENGIE, ainsi que sa capacité à répondre aux exigences croissantes en matière de durabilité et de responsabilité sociale.

Ainsi, les risques identifiés (juridiques, perte de talents, inadéquation des compétences, tensions sociales) font partie intégrale de la stratégie de gestion des risques de l'entreprise, tandis que les impacts positifs (meilleures conditions de travail, inclusion, développement des talents) sont exploités pour renforcer la compétitivité et la durabilité du modèle d'affaires d'ENGIE.

Membres du personnel et activités du Groupe concernés

[SBM-3 14a] Le Groupe distingue les différentes catégories de salariés au sein de son personnel susceptibles d'être négativement impactées, à savoir :

- les salariés du groupe ENGIE en contrat à durée indéterminée (contrat permanent) ;
- les salariés du groupe ENGIE en contrat à durée déterminée (contrat temporaire) ;
- les salariés du groupe ENGIE en contrat à nombre d'heures non garanti ;
- les apprentis.

Ces catégories sont systématiquement incluses dans les analyses pour assurer que chaque type de collaborateur bénéficie d'un cadre de travail sûr et équitable.

[SBM-3 14c] Parallèlement, des initiatives visant à favoriser les impacts positifs pour l'ensemble du personnel, notamment à travers des programmes de formation continue, des politiques talents, rémunération et d'inclusion sont mises en place.

[SBM-3 15] Le Groupe tient également compte d'une plus grande exposition ou vulnérabilité au risque d'impact négatif pour certains salariés ou groupes spécifiques de salariés, en raison de leurs caractéristiques, de leur environnement de travail ou de leurs fonctions. C'est le cas des femmes, des personnes en situation de handicap ou des travailleurs migrants. En cas d'activités dans les pays ou zones considérés à "hauts risques" en matière de droits humains, comme les zones de conflits, le Groupe exerce une vigilance particulière.

[SBM-3 16] Considérant les résultats actuels de l'analyse de double matérialité du Groupe, aucun impact ou risque ne s'applique qu'à un groupe spécifique de salariés plus vulnérables.

Travail forcé, travail obligatoire et travail des enfants

[SBM-3 14f, g] ENGIE n'a pas identifié de risque non négligeable de travail forcé, de travail obligatoire ou de travail des enfants. En effet, même si AMEA est une zone géographique du Groupe pouvant être considérée comme à risque, le type d'activités exercées par le Groupe nécessite une main d'œuvre qualifiée. Ce qui réduit significativement le risque de travail forcé, travail obligatoire ou travail des enfants.

Canaux permettant au personnel de l'entreprise de faire part de ses préoccupations [S1-3]

[S1-3 32a, e, 33]

Le dispositif d'alerte ENGIE est porté à la connaissance de tout collaborateur (Code de conduite éthique, intranet, site internet, formations, affiches etc).

Par ailleurs, les collaborateurs du Groupe peuvent bien évidemment communiquer leurs préoccupations aux représentants du personnel. Des lignes d'écoute spécialisées sont aussi disponibles comme par exemple en France, Allodiscrim et Allosexisme.

Tout collaborateur du Groupe peut signaler des actes ou comportements pouvant porter atteinte à l'intégrité et/ou aux droits des personnes via le dispositif d'alerte ENGIE (*Whistleblowing System*). Les informations relatives au dispositif d'alerte ENGIE ainsi qu'à la manière dont le Groupe surveille et suit les questions soulevées et traitées et dont il garantit l'efficacité des dispositifs sont décrites dans la Section 3.1.4.1.5.

3.1.3.2.2 Présentation détaillée des salariés d'ENGIE [S1-6]

Empreinte géographique de l'effectif salarié du Groupe

[S1-6 50a, AR55] Présent dans plus d'une trentaine de pays, ENGIE compte 97 967 salariés à fin décembre 2024 □□ (1), la France étant le seul pays représentant plus de 10% du total des salariés.

[S1-6 50f] Ainsi, les charges de personnel s'élèvent à 8 623 millions d'euros en 2024 (voir Note 8.2 "Charges de personnel" de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Pays	Nombre de salariés (effectif)	% du nombre totalde salariés du Groupe
France	46 509	47%
Belgique	8 078	8%
Allemagne	5 887	6%
Roumanie	4 546	5%
États Unis	3 228	3%
Italie	3 162	3%
Brésil	2 809	3%
Singapour	2 019	2%
E.A.U.	1 702	2%
Espagne	1 694	2%
Autres	*18 333*	*19%*

(1) □□ Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7 libellé "Effectif fin de période")

Effectif salarié du Groupe par genre

[S1-6 50a, AR55] Au 31 décembre 2024, les salariés de genre masculin représentent 71 709 personnes, soit 73% de l'effectif total du Groupe et les salariés de genre féminin □□ (1) représentent 26 220 personnes, soit 27% de l'effectif total.

Genre	Nombre de salariés (effectif)
Masculin	71 709
Féminin	26 220
Autres	4
Non déclaré	34
TOTAL SALARIÉS	**97 967**

Effectif salarié du Groupe par nature de contrat

[S1-6 50b, 51, 52, AR55] À fin décembre 2024, 92% de l'effectif du Groupe disposent d'un contrat à durée indéterminée (les "salariés permanents") □□ (2), soit 90 114 salariés. 8% sont sous contrat à durée déterminée (les "salariés temporaires") □□ (3), soit 7 806 salariés. Les 47 salariés restants sont sous contrat à nombre d'heures non garanti.

	Nombre total de salariés (effectif)	Nombre total de salariés permanents	Nombre total de salariés temporaires	Nombre total de salariés à nombre d'heures non garanti
Femme	26 220	24 006	2 205	9
Homme	71 709	66 075	5 596	38
Autres	4	4		
Non déclaré	34	29	5	
TOTAL	**97 967**	**90 114**	**7 806**	**47**

	2024			
	Nombre total de salariés (effectif)	Nombre total de salariés permanents	Nombre total de salariés temporaires	Nombre total de salariés à nombre d'heures non garanti
France	46 509	42 535	3 972	2
Europe (hors France)	28 986	27 544	1 408	34
Amérique latine	6 372	6 211	159	2
États-Unis et Canada	3 292	3 276	14	2
Moyen-Orient, Asie et Afrique	12 808	10 548	2 253	7
TOTAL	**97 967**	**90 114**	**7 806**	**47**

Taux de rotation de l'effectif du Groupe

[S1-6 50c] En 2024, 8 125 salariés ont quitté le Groupe. Le taux de rotation est à 8,35% à fin 2024.

Raisons des départs	2024
Résiliation contractuelle	938
Décès	14
Licenciements	1 011
Fin de période d'essai	578
Démissions	4 417
Départs à la retraite et pré-retraites	1 167
TOTAL	**8 125**

[S1-6 50d] Les données de ces rapports ont été consolidées en *"headcount"*.

Définition du périmètre de restitution

[S1-6 50e, f] Le périmètre de restitution des données sociales correspond au périmètre de consolidation financière du Groupe, et tient compte des critères de contrôle en capital et d'influence significative exercés par le Groupe ENGIE sur ses filiales.

(1) □□ Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7 libellé "Nombre de femmes dans l'effectif")
(2) □□ Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7 libellé "Effectif en CDI")
(3) □□ Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7 libellé "Effectif en CDD")

Méthodologie de restitution des données quantitatives

Une méthodologie standardisée garantit l'homogénéité des données sociales consolidées, leur comparabilité entre les entités et leur pertinence à l'échelle internationale. Les définitions, sources et périmètres sont harmonisés dans un référentiel commun au Groupe, à travers un manuel opérationnel partagé avec toutes les entités.

Outil de collecte

Pour les entités locales et filiales contrôlées par le Groupe, à l'exception de quelques sociétés du Groupe, les informations sociales sur les flux de salariés et sur la formation sont collectées quotidiennement depuis un système d'information RH centralisé à l'échelle mondiale. Les données ainsi consolidées, sont restituées trimestriellement dans le Reporting Social Groupe via un outil de consolidation dédié. Celui-ci centralise les données de rémunération fixes et variables, les heures contractuelles et une partie des avantages en nature de l'ensemble du personnel salarié du Groupe. Cet outil ne permet pas, en revanche, de constituer une base de données unique recensant les données de rémunération individuelles pour chaque salarié.

Les informations sur les conditions de travail et sur les travailleurs externes, sont quant à elles saisies trimestriellement par les entités directement dans le même outil de consolidation des données sociales.

Quant aux entités régulées (GRDF, GRTgaz et CNR), en raison des exigences réglementaires qui restreignent la mise en commun de leurs systèmes d'informations avec le reste du Groupe, l'ensemble de leurs données sociales est saisi chaque trimestre dans l'outil de consolidation.

Process de collecte des données quantitatives

La gouvernance des indicateurs sociaux s'appuie sur une organisation claire et hiérarchisée :

- **niveau local :** chaque filiale est responsable de la collecte des données sociales, conformément aux directives et outils fournis par le Groupe ;
- **niveau régional :** les données sont revues et validées par des coordinateurs régionaux pour garantir leur qualité et leur conformité avec les standards ;
- **niveau Groupe :** les données sont centralisées et les indicateurs analysés au niveau Groupe, avant de les soumettre aux Directions et aux différents Comités du Groupe.

Ressources et gouvernance

Le Groupe ENGIE consacre des ressources spécifiques à la gestion des impacts matériels sur ses salariés, en se concentrant sur trois domaines prioritaires : conditions de travail et dialogue social, diversité, équité et inclusion (DEI) et talents et compétences. Ces ressources sont présentées respectivement dans les sous-sections respectives.

3.1.3.2.3 Conditions de travail et dialogue social [S1-1, S1-2, S1-4, S1-5, S1-8, S1-10, S1-11, S1-15]

Dialogue social [S1-2, S1-4, S1-5, S1-8]

Sous ses différentes formes (échanges informels, concertations, négociations, consultations…), le dialogue social entre le Groupe et le personnel, de façon directe ou à travers ses représentants, constitue à la fois un levier de performance économique et un élément essentiel de la stratégie d'ENGIE.

Il permet de recueillir le point de vue des salariés et de l'intégrer aux évolutions du Groupe, afin d'améliorer les conditions de travail pour l'ensemble du personnel. Expliquer, faire comprendre et débattre des politiques du Groupe, de ses transformations ou réorganisations et de leurs impacts sur le personnel sont des étapes incontournables de leur mise en œuvre.

Qu'il s'inscrive dans le cadre institutionnel d'échanges obligatoires (notamment, en règle générale, sur les salaires, le temps de travail ou les réorganisations) ou se produise de manière spontanée et constructive, le dialogue social constitue un outil majeur dans la prévention des tensions et des conflits et contribue donc directement à prévenir et à atténuer l'impact négatif matériel sur le personnel de l'entreprise. L'approche d'ENGIE en matière de dialogue social, fondée sur la bonne foi, la transparence et l'anticipation des besoins des parties prenantes, participe à la prévention et l'atténuation des impacts négatifs sur son personnel et des risques de non-conformité.

Processus [S1-2]

Le dialogue social aux différents niveaux du Groupe

[S1-2 27a, b, c] Le Groupe a développé depuis plusieurs années une culture renforcée du dialogue social à tous les niveaux de l'organisation :

- **au niveau local :** au sein des entités, de manière fréquente et pluriannuelle, avec les organisations syndicales et/ou les représentants des salariés et les représentants de la direction locale, au niveau le plus pertinent (entreprise, établissement, région, site…) ;
- **au niveau pays :** deux rencontres annuelles ont lieu entre le *Country manager* (pour les pays européens) et les représentants du personnel du pays ; en France, ces rencontres ont lieu dans le cadre du Comité Groupe France, instance paritaire de niveau Groupe ;
- **au niveau européen :** le Comité d'Entreprise Européen (CEE) se réunit a minima deux fois par an, en plus de l'organisation régulière de groupes de travail (questions sociales, santé-sécurité, etc.). Le CEE est doté de prérogatives calées sur la réglementation européenne, non encore transposée en droit français, et de moyens supra légaux ;
- **au niveau des régions hors Europe :** des rencontres ont lieu avec le représentant DRH de la région lorsque des sujets l'exigent. De la même manière, des rencontres ont également eu lieu au niveau Global Business Unit (GBU) avec des représentants des salariés, de manière ponctuelle ;
- **au niveau mondial :** une instance de dialogue, le Forum mondial, présidé par la directrice générale du Groupe, se réunit de façon annuelle en présence de fédérations internationales et des membres désignés par ces dernières.

Les instances de dialogue social permettent de présenter régulièrement les orientations stratégiques du Groupe, de la *GBU* et/ou de l'entité afin de donner lieu aux échanges nécessaires à leur appropriation. Y sont également présentés les projets de transformation et/ou de réorganisation, avant décision et mise en œuvre, conformément aux législations locales.

Le CEE est, de façon spécifique, consulté à un rythme pluriannuel sur les orientations du Groupe sur une large gamme de questions : la politique de recherche et innovation, les missions d'intérêt général, la politique de responsabilité sociale et environnementale (dont la trajectoire climat et la transition énergétique), la politique santé-sécurité et les conditions de travail ou encore la politique sociale du Groupe en matière de restructurations. Dans le contexte de transformation du Groupe, des réunions régulières et extraordinaires sont programmées pour permettre aux représentants du personnel d'émettre des recommandations et avis éclairés, autant que nécessaire.

Accord mondial

[S1-2 27d] Le Groupe, les fédérations internationales et les organisations syndicales françaises ont négocié et conclu un accord en janvier 2022 sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE. Cet accord ("l'Accord mondial") intègre les attentes du personnel exprimées par ses représentants et s'applique à l'ensemble du personnel du Groupe ENGIE dans le monde, quelle que soit la nature de leur contrat de travail.

L'Accord mondial définit des engagements en matière d'éthique et de devoir de vigilance, de lutte contre le harcèlement, de sécurité, de qualité de vie au travail, de diversité et inclusion, de développement des compétences et de formation, etc. Il permet le déploiement de standards élevés en termes de relations de travail et de droits sociaux à travers un dialogue social régulier, ouvert et constructif à tous les niveaux. Le Forum mondial cité plus haut est une instance de dialogue social chargée du suivi et de la mise en œuvre des engagements ainsi définis.

Évaluations de l'efficacité du dialogue social

[S1-2 27e] ENGIE évalue l'efficacité de son dialogue social à travers :

- la qualité des échanges lors des différentes instances ou comités mais aussi dans le dialogue social au quotidien : alertes informelles pour éviter qu'une situation ne s'envenime, partage de dossiers en amont de la présentation officielle en instances, rencontres régulières avec les organisations syndicales représentatives pour échanger tant sur les résultats, les projets à venir que sur les doléances de salariés, les situations spécifiques à examiner ;
- le nombre d'accords signés aux différents niveaux du Groupe selon le périmètre de l'accord proposé ;
- le nombre de conflits sociaux (et suivi en particulier de la durée de ceux-ci, du nombre de grévistes, du nombre d'heures/jours perdus) et des impacts de ceux-ci sur l'outil industriel du Groupe, les clients, les parties prenantes. Parmi ces conflits, ceux dont l'émergence est directement liée aux politiques, décisions du Groupe ou des entités du Groupe sont particulièrement révélateurs de l'efficacité du dialogue social interne.

[S1-2 28] L'enquête *ENGIE&Me*, réalisée avec un prestataire externe assurant la confidentialité des résultats, recueille les points de vue de l'ensemble des salariés.

Les résultats de l'année 2024, avec un taux de participation de 82%, démontrent :

- un niveau élevé d'alignement du personnel salarié avec les évolutions du Groupe, notamment sa stratégie de décarbonation (88% de scores favorables) ;
- un niveau élevé de plusieurs indicateurs portant sur les conditions de travail : la recommandation d'ENGIE en tant qu'employeur (85%), la capacité du personnel salarié à effectuer son travail de manière efficace (88%) ou encore l'épanouissement lié à son travail (83%) ;
- 93% des salariés du Groupe considèrent que les règles d'éthique décrites dans le Code de conduite du Groupe sont connues et respectées.

Les résultats de l'enquête permettent d'identifier les actions prioritaires. Les plans d'actions qui en résultent sont définis par la Direction Générale et présentés à l'ensemble des cercles de management des entités opérationnelles, qui sont responsables de leur déclinaison opérationnelle.

En complément, chaque *People Manager* du Groupe responsable d'une équipe de plus de 10 répondants, de façon à préserver la confidentialité, reçoit une analyse de l'engagement de son équipe. Il ou elle est chargé(e) de la présenter à son équipe, et dresser un plan d'action à mettre en œuvre.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Révision de l'Accord mondial	Action initiée en 2024	• Définition du nouveau cadre de cohérence pour le renouvellement de l'Accord mondial	Tous les salariés du Groupe	S2 2025
• Cartographier les accords dans chaque pays	Action à lancer	• Avoir une vision claire des négociations par pays	Tous les salariés du Groupe	2026

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités, afin de mettre en œuvre les plans d'action mentionnés ci-dessus. Toutefois, en raison de la nature des dépenses, ces plans d'actions sont considérés comme ayant un impact financier potentiellement non significatif.

Le dialogue social comme instrument d'accompagnement stratégique / des réorganisations

En 2024, le nombre d'opérations de restructurations en lien avec la Transition juste est identifié et circonscrit et représente environ 5% des effectifs salariés du Groupe.

Les principaux pays concernés sont : l'Arabie Saoudite, les Emirats Arabes Unis, le Qatar et le Chili.

Le Groupe ENGIE est particulièrement attentif à la transformation des emplois dans le contexte de la transition énergétique et aux mesures d'accompagnement des salariés affectés.

[S1-4 38a] En 2024, les actions du Groupe en la matière ont permis de conduire les projets de réorganisation de manière constructive et responsable, avec le cas échéant la conclusion d'accords collectifs afin de définir les mesures d'accompagnement des réorganisations, notamment en cas de projets ayant des impacts sur l'emploi, en complément des mesures établies par l'Accord Social Européen datant de 2016 :

- en France, un accord de réduction conventionnelle collective a été signé avec l'ensemble des organisations syndicales représentatives, à l'occasion d'une transformation d'ENGIE Impact ;
- au niveau européen, les conditions matérielles d'accompagnement des suppressions d'emplois ou de transfert/cessions d'entreprises font l'objet d'échanges et de concertations avec les représentants du personnel et/ou les organisations syndicales pour déterminer un niveau socialement responsable de mesures d'accompagnement.

[S1-4 39, 43] Dans la région Europe, pour les projets de réorganisation avec une incidence sur les emplois, l'Accord Social européen du Groupe et l'accord de fonctionnement du CEE prévoient un processus de diagnostic social avant tout lancement officiel du projet auprès des instances de consultation. Ce processus implique une phase de dialogue avec les organisations syndicales ou le Secrétariat du CEE afin de présenter le projet, ses impacts et son calendrier sous forme de possibilités, permettant ainsi de :

- confronter les analyses d'impacts du projet menées par le Groupe et par les partenaires sociaux, notamment en matière de risques psychosociaux et de conduite du changement, afin d'adapter le dispositif d'accompagnement prévu sur ces sujets ;
- comprendre les attentes des partenaires sociaux vis-à-vis du projet et d'en adapter, le cas échéant, le contenu, le planning de mise en œuvre, le processus d'information-consultation et la documentation qui sera remise aux instances représentatives compétentes ;
- donner le plus tôt possible, lorsque cela est nécessaire, des informations sur son ampleur et éventuellement des engagements de principe en matière d'emploi et de mesures ou garanties sociales afin d'éviter, dans la mesure du possible, certaines inquiétudes du corps social.

[S1-4 38b, AR43] Ce diagnostic social peut aboutir, par exemple en cas de transformation des organisations et des emplois, à l'intégration d'un dispositif d'accompagnement (formations, aménagement des activités…) et/ou la mise en œuvre de mesures sociales. Ces dernières peuvent inclure des primes de mobilité, des compensations d'écart de rémunération, la prise en charge de frais de déménagement, l'aide à la recherche d'emploi pour le conjoint, etc.

[S1-4 41] Par ailleurs, ces projets incluent également un dispositif de prévention des risques psychosociaux et d'accompagnement du changement. Un dispositif dédié est consacré aux *people* managers (kits de communication, Q&A, etc.) pour leur permettre de répondre aux interrogations des salariés.

[S1-4 38d] L'ensemble de ces dispositifs fait l'objet d'un suivi dans les instances de dialogue social, y compris avec l'accompagnement par des experts habilités et/ou dans le cadre de comités de suivi ad'hoc.

Transparence et anticipation

[S1-4 40a] ENGIE promeut un dialogue social en conformité totale avec la législation et la réglementation locale en matière de droit du travail et avec ses engagements. Cela se traduit par :

- la participation aux échanges institutionnels obligatoires notamment dans le cadre de négociations salariales ;
- l'engagement à soumettre aux instances pertinentes les projets susceptibles de causer des impacts sur le personnel de façon prompte, transparente et anticipée ;
- l'attribution aux partenaires sociaux des moyens et des prérogatives qui leur sont nécessaires pour accomplir leur fonction, y compris le financement de ressources externes ;
- une vigilance constante sur l'application conforme des accords conclus avec les représentants du personnel par le biais a minima des comités de suivi des accords (fréquence annuelle, en règle générale).

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-8]

Cibles en lien avec les instances de dialogue social

[S1-5 44] Afin de prévenir les impacts négatifs sur le personnel ainsi que tout risque de non-conformité, des cibles relatives à la fréquence et au nombre de rencontres entre le personnel et/ou ses représentants et le Groupe, sont associées aux instances de dialogue social opérant aux différents niveaux du Groupe (tels que décrits dans la sous-section "Processus [S1-2]" de la présente Section).

[S1-5 47a, b, c] Au niveau européen, par application de l'accord de fonctionnement du CEE, les membres du CEE bénéficient en continu des informations relatives à la vie du Groupe et aux stratégies économiques, financières, et sociales du Groupe.

Sont ainsi présentés une fois par an, en séance plénière ordinaire :

- la stratégie du Groupe (trajectoire et perspective) ;
- la structure du Groupe et son évolution ;
- la situation et les perspectives économiques et financières du Groupe (y compris investissements), la présentation des comptes consolidés et du rapport des commissaires aux comptes ;
- la politique et les perspectives sociales du Groupe (égalité professionnelle, formation, mobilité…) sur la base des éléments issus du Reporting Social du Groupe ;
- l'évolution des activités et son incidence sur l'emploi au sein du Groupe ;
- la politique de Recherche & Innovation ;
- la politique ESG (dont trajectoire climat et transition énergétique) ;
- le bilan annuel du plan de vigilance Groupe.

En complément, la Directrice Générale du Groupe présente à chaque séance ordinaire l'actualité du Groupe et un bilan de la situation santé-sécurité. Ce sujet est par ailleurs adressé de manière spécifique lors d'un groupe de travail du CEE, deux fois par an.

Couverture des négociations collectives et dialogue social

[S1-8 60a] L'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale s'applique à 100% du personnel du Groupe.

[S1-8 60b] L'Accord social européen s'applique à 100% du personnel du Groupe basé en Europe.

[S1-8 60c] Le Groupe met en œuvre un processus de collecte du pourcentage de salariés, couverts par des conventions collectives par région (hors Espace Economique Européen).

Les accords locaux instaurent en règle générale des comités de suivi composés de représentants du personnel et de la direction, qui se réunissent selon une périodicité définie pendant toute la vie de l'accord. Ils analysent la mise en œuvre des dispositions des accords et définissent des plans d'action en cas de défaillance ou de risque de non atteinte des objectifs fixés par l'accord.

[S1-8 63a] Le Comité d'Entreprise Européen, qui est composé d'au moins un représentant du personnel par pays européen où le Groupe est présent, est compétent pour 100% des entités et des salariés du Groupe en Europe. En complément du dialogue social institutionnel prévu dans chaque entreprise, en application des normes légales ou conventionnelles, ENGIE a mis en place une instance de dialogue social par pays, qui se réunit deux fois par an à l'initiative du *Country Manager*.

[S1-8 63b] L'accord de fonctionnement du Comité d'Entreprise Européen d'ENGIE, révisé en juillet 2023, intègre d'ores et déjà les dispositions du projet de directive européenne sur la consultation et des moyens associés : groupes de travail, missions de découverte des pays, temps de délégation nécessaire à l'exercice de la mission, etc.

Respect des droits des salariés, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié [S1-1, S1-4, S1-5, S1-10, S1-11, S1-15]

ENGIE s'engage à fournir à l'ensemble de son personnel salarié des conditions de travail de qualité. Elle s'est également dotée d'une politique de rémunération qu'elle souhaite attractive et compétitive, complétée par des programmes de protection sociale pour l'ensemble de son personnel salarié à l'échelle mondiale.

Politiques [S1-1]

Politique de vigilance - droits humains

[S1-1 20a] La Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" décrit l'approche globale d'ENGIE en matière de respect des droits humains ainsi que la Politique de vigilance droits humains du Groupe.

Au titre de ses engagements éthiques et de son "Accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale", le Groupe et ses filiales s'engagent à respecter les normes internationalement reconnues relatives aux droits humains, droits syndicaux et droits du travail dans toutes leurs activités. L'Accord mondial est décrit dans la Section 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social" sous-section "Processus".

[S1-1 20c] Les impacts potentiels sur les droits humains du personnel sont notamment gérés par un processus de vigilance raisonnable en matière de droits humains, tel que décrit dans la Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains".

[S1-1 21] Les politiques du Groupe au premier rang desquelles, la Politique de vigilance droits humains, s'appuient sur les standards internationaux de protection des droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter a minima, quelles que soient les législations locales, tel que décrit dans la Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains".

[S1-1 22] La Politique de vigilance droits humains traite explicitement de toute forme d'esclavage, de la traite des êtres humains, du travail forcé ou obligatoire et du travail des enfants.

Politique de rémunération *One ENGIE*

[S1-1 17] La politique de rémunération One ENGIE inclut des éléments fixes, variables, un système de protection sociale et des dispositifs de retraite.

La politique de rémunération des cadres dirigeants à l'échelle du Groupe est harmonisée, et depuis 2023, celle des cadres tout en tenant compte des spécificités locales.

[MDR-P 65a] Cette politique, appelée "Politique de rémunération One ENGIE" est pilotée par la Direction des Ressources Humaines du Groupe. Son objectif est d'offrir à l'ensemble du personnel du Groupe une rémunération :

- **équitable**, fondée sur des règles et des processus clairs et documentés et des critères objectifs et mesurables, pour permettre au personnel d'en comprendre le fonctionnement. Elle veille à éviter les écarts de rémunération liés à des facteurs discriminatoires et respecte les minima sociaux applicables ;
- **compétitive** par rapport aux marchés de référence, aussi bien en matière d'éléments de rémunération que d'avantages sociaux : ces critères sont fondés sur des informations externes fournies par des cabinets spécialisés (comme *Willis Towers Watson, Mercer ou Korn Ferry*) ;
- **reflet de la performance** : la part variable inclut un lien fort et direct avec la performance individuelle et collective afin que le personnel soit rémunéré pour sa contribution aux résultats du Groupe.

La Politique de rémunération *One ENGIE* veille ainsi à favoriser la motivation et l'engagement des salariés du Groupe sur le long-terme.

[S1-1 20b] Les indicateurs de performance de la politique de rémunération *One ENGIE* sont alignés avec les priorités du Groupe. Pour la partie collective, ils sont issus de la déclinaison des priorités définies par le Conseil d'administration pour l'année. Cette partie collective participe à l'engagement et la mobilisation du personnel salarié vers la réussite de son entité, avec des critères de performance mesurés selon des critères financiers/opérationnels et extra-financiers tels que définis dans le plan stratégique et le plan à moyen terme annuel de l'entité.

[MDR-P]	Politique de rémunération *One ENGIE*
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique de rémunération *One ENGIE* pour le salaire de base et la part variable, est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Distribuer des Actions de performance (LTI)	Action initiée lors des exercices passés	• Associer les collaborateurs aux résultats du Groupe et développer leur sentiment d'appartenance • Retenir les collaborateurs • Rendre le package global de rémunération plus attractif et compétitif	5 000 salariés du Groupe	Annuelle
• Cartographier les régimes de retraite mis en place dans les filiales du Groupe	Action initiée lors des exercices passés	• État des lieux des régimes de retraite à travers le Groupe afin d'identifier de potentiels risques financiers et mettre en œuvre les plans d'action associés et/ou de potentielles synergies	Tous les salariés du Groupe	S2-2025
• Accord de participation et intéressement	Action initiée lors des exercices passés	• Associer les collaborateurs aux résultats de leur entité et développer leur sentiment d'appartenance • Rendre le package global de rémunération plus attractif et compétitif	Salariés en France	Annuelle
• Actionnariat salarié à travers le plan LINK	Action initiée lors des exercices passés	• Développer la politique d'actionnariat salarié du Groupe • Associer les collaborateurs aux résultats du Groupe et développer leur sentiment d'appartenance	Tous les salariés du Groupe	Bi-annuelle
• Mettre en œuvre le Programme ENGIE Care	Action initiée en 2024	• 100% des salariés couverts sur l'ensemble des quatre piliers à fin 2024 • Mettre en œuvre une politique de protection sociale ambitieuse, illustrant les engagements sociaux d'ENGIE, et différenciante dans la plupart des pays	Tous les salariés du Groupe	Quatre premiers piliers à fin 2024 5e pilier : en cours d'évaluation

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (notamment des OPEX) en fonction de la nature des activités, afin de mettre en œuvre les plans d'action mentionnés ci-dessus. À l'exception des actions liées à la cartographie des régimes de retraite, qui engendrent des OPEX considérés comme n'ayant pas d'impact financier significatif, les ressources allouées en 2024 liées à l'Accord de participation et à l'intéressement et à l'actionnariat salarié via le plan LINK sont détaillées dans la Note 19 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Dispositifs de gestion du risque financier

[S1-4 38a, b] Parmi les dispositifs d'avantages les plus à risques financiers comptabilisés au passif social du Groupe, figurent les régimes de retraite. En conséquence, le Groupe a lancé un processus lui permettant de bien suivre ces coûts et les risques financiers associés : une cartographie détaillée des régimes de retraite mis en place dans les filiales est en cours d'élaboration, ainsi qu'une analyse conjointe menée entre les Directions Finance et Ressources Humaines du Groupe.

Dans la même optique de prévention des risques, le Groupe applique des règles strictes concernant les autres dispositifs de rémunération, notamment en cas de départ d'un salarié :

- **plans d'épargne :** l'ancien salarié conserve l'épargne acquise sur son compte et portera lui-même la charge des frais de gestion directs ;
- **plans d'intéressement à long terme :** les titres en cours d'acquisition deviennent caducs ;
- **dispositifs d'intéressement et de participation :** seuls les membres du personnel salarié de l'exercice considéré peuvent bénéficier de ces dispositifs, au prorata de leur temps de présence et de leur rémunération. Il n'y a donc pas de risque d'augmentation incontrôlée du coût et ce d'autant plus que les formules de calcul sont plafonnées ;
- **protection sociale :** en cas de bénéfice de l'assurance chômage, le coût de la portabilité du maintien des garanties prévoyance et frais de santé est porté par la couverture des personnels actifs. La tarification est calculée en conséquence par l'assurance et le risque est donc totalement maitrisé. S'agissant des départs en retraite, le régime de prévoyance n'est pas maintenu aux retraités. En revanche, les anciens salariés retraités peuvent demander le maintien de leur régime frais de santé mais la cotisation est alors intégralement à leur charge. Il n'y a donc aucun risque financier associé pour ENGIE.

Dispositifs de rémunération

- **Dispositifs d'épargne salariale Groupe :** le Groupe ENGIE recourt principalement à des fonds dédiés avec une forte implication dans la gouvernance paritaire des conseils de surveillance des supports.
- **Plans épargne :** en France, depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe peuvent accéder à un dispositif unique de Plan d'Épargne Groupe (PEG). Il totalise plus de 1,77 milliard d'euros d'avoirs à fin 2024. Hors de France, des dispositions sont également en place dans certains pays. Elles permettent au personnel salarié de constituer une épargne dans des conditions adaptées aux législations locales.

- **Plans Épargne Retraite :** en France, depuis 2010, chaque salarié peut constituer à son rythme une épargne en vue de la retraite, grâce à des versements sur le Plan d'Épargne Retraite Collectif (PERCOL). En 2024, un premier avenant signé par trois organisations syndicales offre la nouvelle possibilité d'investir l'éventuelle prime de partage de la valeur. Hors de France, des plans existent dans certains pays, permettant aux salariés de compléter leur retraite via un apport volontaire dans des conditions favorables.
- **Intéressement et participation :** en raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, le Groupe ne dispose pas d'un système unique d'intéressement et de participation. Les systèmes de rémunération variable collective sont développés dans les filiales. En 2024, le volume global d'intéressement, de participation et d'abondement employeur (tant en cas d'affectation sur le PEG que sur le PERCOL) des salariés des différentes filiales françaises a atteint plus de 180 millions d'euros.
- **Actionnariat salarié :** 4% des actions du Groupe sont détenues par les salariés. Le détail des titres qu'ils détiennent directement ou indirectement est précisé dans la Section 5.4.2.2 "Détail des titres détenus directement et indirectement par les salariés". En 2024, une nouvelle opération d'actionnariat salarié dans plus de 20 pays a montré une forte progression du nombre de souscripteurs. L'abondement versé par ENGIE suite au programme LINK a atteint 13,8 millions d'euros.
- **Actions de Performance et fidélisation à long terme :** ENGIE attribue des Actions de Performance, tel que décrit dans la Section 4.2.6. "Attribution d'actions de performance". Ces actions, dont la période d'acquisition est de trois ans, sont assorties de conditions de performance internes et externes. Ce dispositif n'est pas réservé aux seuls dirigeants et près de 5 200 membres du personnel salarié à l'échelle monde en ont bénéficié. Le nouveau plan déployé en 2024 intègre de nouvelles conditions de performance en adéquation avec la stratégie et les ambitions d'ENGIE, notamment en matière ESG (30% du total des conditions de performance, en progression de +10 points par rapport au plan précédent).

Protection sociale

- **Retraite :** le Groupe s'appuie sur un outil digital unique permettant de cartographier, *"benchmarker"* et évaluer les programmes de protection sociale et de retraite, ce qui facilite la mutualisation et donc l'optimisation des dispositifs. Les entités ont également accès à des réseaux internationaux d'assureurs qui offrent des conditions de souscription optimisées avec un partage possible des excédents locaux et mondiaux.
- **Programme *ENGIE Care* :** en 2020, ENGIE a lancé son programme *ENGIE Care* mettant en place un minimum de protection sociale pour l'ensemble de son personnel salarié, quel que soit le statut, l'employeur ou le pays d'appartenance. Il a été intégré à l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale en 2022.

  L'ensemble du personnel salarié a ainsi pu bénéficier :

  - d'une couverture santé garantissant le remboursement a minima de 75% des frais en cas d'hospitalisation ;
  - d'une protection de la famille ou des proches en cas de décès, via le versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum ;
  - du versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum, en cas d'incapacité totale et permanente de travailler ;
  - le maintien de la totalité du salaire pendant quatorze semaines minimum en cas de congé maternité et pendant quatre semaines minimum en cas de congé paternité.

Ce dernier pilier, parentalité, contribue à renforcer l'équilibre vie privée/vie professionnelle et l'égalité des chances entre les femmes et les hommes.

[S1-4 38d] ENGIE a mis en place des instances de suivi pour s'assurer de l'efficacité de ces dispositifs et de leur impact positif sur le personnel salarié :

- les comités paritaires déployés dans le cadre du PERCOL et du PERO (Plan d'Épargne Retraite Obligatoire) Groupe veillent à ce que les rendements soient performants et durables ;
- le suivi de la conformité *ENGIE Care* est adressé annuellement dans le cadre du Forum mondial pour en évaluer la cohérence et les manières dont le programme est appliqué concrètement et localement à l'ensemble du personnel salarié ;
- s'agissant des régimes de prévoyance et frais de santé des entités en France, l'ensemble des contrats d'assurance est réassuré par le réassureur du Groupe, de manière à pouvoir assurer une mutualisation des résultats au niveau Groupe. En lien avec le département *Benefits Groupe*, le courtier de la réassurance veille à ce que les comptes de résultats des régimes soient rapportés de manière fiable et juste et à ce que les conditions de renouvellement tarifaires annuelles se déroulent de la manière la plus optimisée, afin que les salariés et les entreprises payent le juste prix de leur couverture ;
- le Groupe participe au pilotage du régime de retraite des IEG avec les autres employeurs de la Branche ainsi qu'aux régimes de retraite en Belgique. Dans les autres pays, sa participation dépend des modalités de gouvernance des régimes en place ;
- l'enquête *ENGIE&Me* permet également de suivre le ressenti du personnel salarié au sujet de leur rémunération.

[S1-4 39, 40a, 41] Ces comités de suivi, les résultats de l'enquête *ENGIE&Me* et le travail mené conjointement avec les assureurs et les courtiers sont autant de moyens pour le Groupe d'assurer le suivi des plans d'actions et de les ajuster, si besoin, en cas d'identification d'un impact négatif pour les salariés.

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-10, S1-11, S1-15]

Salaire décent

[S1-10 69] Tous les salariés d'ENGIE perçoivent un salaire décent, conformément aux indices de référence applicables.

[ESRS2 - 81] ENGIE n'a pas, à ce stade, fixé de cibles. Le Groupe respecte les minima sociaux en matière de rémunération dans l'ensemble des pays où il est implanté et veille à offrir une rémunération compétitive à l'ensemble de son personnel salarié, notamment à travers la conduite d'enquêtes de rémunération. Par ailleurs, le Groupe continuera sa réflexion au sujet du salaire décent à l'instar de bonnes pratiques et des actions d'amélioration à mettre en œuvre le cas échéant. Cette démarche complètera les objectifs d'ENGIE *Care* déjà mise en œuvre pour tous les salariés du Groupe et leurs familles.

Protection sociale

[S1-5 46, S1-11, S1-15 93a] Au cours du Forum mondial du 9 octobre 2024, la Direction des Ressources Humaines du Groupe ENGIE a rappelé sa volonté et ses objectifs relatifs à *ENGIE Care,* qui s'inscrivent dans la durée (voir paragraphe précédent relatif à *ENGIE Care*).

Pour rappel, en matière de protection sociale, le Groupe se fixe comme objectif en 2025 au travers d'*ENGIE Care* de mettre en place un 5e pilier portant sur le bien-être du personnel.

Avantages sociaux accordés aux anciens employés

Le Groupe suit les modalités d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel selon les lois et usages de chaque pays, en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance (plus de détail dans la Note 18 de la Section 6.2.2. "Notes aux comptes consolidés"). En complément, le Groupe analyse les régimes de retraite accordés à ses anciens salariés afin d'estimer plus précisément le risque d'augmentation significatif des coûts associés à ces avantages sociaux, afin d'en définir, le cas échéant, des cibles et/ou des indicateurs de mesure de ce risque.

3.1.3.2.4 Équité, diversité et inclusion [S1-1, S1-2, S1-4, S1-5, S1-9, S1-16, S1-17]

ENGIE est engagé dans la promotion de la diversité et de l'inclusion afin de créer un environnement de travail permettant à chacun d'être respecté et valorisé, indépendamment de ses singularités, de ses compétences ou de son parcours. Le Groupe met en place des politiques et des actions afin de promouvoir un environnement de travail inclusif et réduire les risques en la matière. Les politiques et les actions liées à l'égalité professionnelle femmes-hommes entraînent une atténuation du risque de non-conformité du Groupe avec les législations et les réglementations sur l'équité, ainsi que les conséquences qui pourraient en résulter.

Politiques [S1-1]

Politique en matière de Diversité, Équité et Inclusion (DEI)

[S1-1 19] La politique Monde d'ENGIE, validée en septembre 2022, en matière de Diversité, Équité et Inclusion (DEI) est orientée vers deux objectifs : faire progresser le Groupe dans la représentation de la diversité des populations et faire de tous les environnements de travail des lieux inclusifs pour tous, ne laissant aucune place à la discrimination ni au harcèlement sous toutes leurs formes.

[S1-1 21] Pour définir sa politique, le Groupe a réalisé :

- une étude des pratiques d'une cinquantaine d'organisations identifiées comme des chefs de file en la matière ;
- des entretiens internes avec environ 50 membres au total, du Comex ou des responsables de directions opérationnelles et supports ;
- une analyse des enquêtes internes auprès des salariés ;
- une appropriation de dispositifs reconnus internationalement, tels que la certification EDGE et la Charte du Handicap de l'Organisation Internationale du Travail.

[MDR-P 65a] Cette politique, validée par le Comex d'ENGIE en septembre 2022 a été lancée officiellement deux mois plus tard par la Directrice générale.

La politique DEI s'appuie sur cinq piliers associés à des objectifs généraux :

- **égalité femmes/hommes :** atteindre la parité en entreprise en augmentant le nombre de femmes dans le Groupe, mais aussi soutenir les femmes dans leur carrière et féminiser les métiers techniques, actuellement en tension ;
- **origines :** développer la diversité au sein d'ENGIE et valoriser la richesse des origines de chaque personne – culture, ethnicité, nationalité, religion, origines sociales et parcours de formation ;
- **LGBTQ+ :** développer l'inclusion des personnes LGBTQ+ (lesbiennes, gays, bisexuels, trans et nouvelles identités) afin qu'elles se sentent valorisées et respectées ;
- **aptitudes :** adapter l'organisation et les conditions de travail pour accueillir et inclure les personnes porteuses de n'importe quel type de handicap ;
- **générations :** s'appuyer sur le talent et l'énergie de toutes les générations, en favorisant l'employabilité des jeunes et des plus âgés ainsi que le partage des savoirs et des compétences entre les générations.

[S1-1 24c] Le Groupe s'engage à promouvoir l'inclusion des personnes issues de groupes particulièrement exposés au risque de vulnérabilité par l'intermédiaire de groupes de communautés. Ils fédèrent des membres du personnel salarié autour de centres d'intérêt ou de sensibilités communes, et instaurent un environnement de travail sécurisé favorisant les prises de parole et le sentiment d'inclusion. Des programmes spécifiques existent en faveur de l'inclusion et l'épanouissement professionnel des personnes en situation de handicap (accessibilité des outils, des procédures de candidature et des locaux…).

[S1-1 24d] La prévention et la lutte contre le harcèlement et contre toute forme de discrimination s'applique au sein du Groupe mais également au profit des fournisseurs et sous-traitants (voir Section 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur"). Dès 2021 et 2022, le Groupe a déployé des guides qui réaffirment son principe de "tolérance zéro" en la matière et ce, partout dans le monde :

- un guide contre toute forme de discrimination à l'encontre des personnes LGBTQ+ ;
- un guide sur la lutte contre le harcèlement sexuel et les agissements sexistes.

[S1-1 24a, b] La politique de vigilance droits humains du Groupe bannit toute forme de discrimination et de harcèlement. Elle est présentée au paragraphe "Les politiques du Groupe" de la Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains".

Dès 2017, ENGIE a signé un accord européen à durée indéterminée sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, la lutte contre les discriminations et les violences, et la prévention du harcèlement sexuel. En 2019, le Groupe a également mis en place un plan de prévention et de lutte contre le harcèlement sexuel et le sexisme.

[MDR-P]	Politique en matière de Diversité, Équité et Inclusion
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe. Chaque pilier a un sponsor, membre du Comex d'ENGIE. Il intervient comme ambassadeur et promeut la politique au travers d'actions concrètes.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique DEI est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

Processus [S1-2]

Processus de dialogue avec le personnel salarié et ses représentants sur les impacts [S1-2]

[S1-2 28] L'enquête *ENGIE&Me* (voir Section 3.1.3.2.2 "Évaluation de l'efficacité du dialogue social") comporte 25 questions sur les sujets de diversité, égalité professionnelle et inclusion issues du questionnaire EDGE, organisme externe de certification de la prise en compte des problématiques de diversité, d'équité et d'inclusion dans les entreprises. Dans le cadre de la certification EDGE, des enquêtes et/ou sondages complémentaires sont réalisés de façon ponctuelle par les pays du Groupe. Ce processus permet de recueillir les points de vue du personnel salarié sur l'efficacité des politiques et des programmes en place et vise à prévenir, atténuer et/ou corriger toutes formes de discrimination qui pourraient entraîner une incidence négative sur les membres du personnel ou faire encourir un risque légal au Groupe.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Renforcer l'écoute des parties prenantes en soutenant les portes-paroles (ERGs, Rôles modèles), en proposant des lignes d'écoute ou d'alerte et en interrogeant les salariés lors d'enquête (Groupe ou locales)	Action initiée en 2024	• Sensibilisation et prise de conscience des salariés	Tous les salariés du Groupe	2026
• Prendre en compte la Politique DEI dans les différents process Groupe	Action initiée en 2024	• Prise en compte systématique de la DEI dans les process RH et les outils, y compris l'accessibilité numérique	Dans les outils RH, Process (job profile) et Politiques RH (de *l'onboarding* au départ,), tous les sites et applications	2026
• Mettre à disposition des formations et sensibiliser à chaque pilier de la Politique (égalité homme-femme, origine, LGBTQ+, Aptitude, Génération) et selon la cible (Global Leader par ex.) et dispenser des formations transverses (DEI, Fresque de la diversité)	Action initiée en 2024	• Formation et sensibilisation des salariés sur le thème DEI	Tous les salariés du Groupe	2026
• Animer le réseau des 80 ambassadeurs de la politique DEI ("*Bees*") formés pour pouvoir organiser au sein de leur entité les ateliers de la fresque de la diversité (près de 1 900 personnes sensibilisées en 2 ans)	Action initiée en 2024	• Animation du réseau des ambassadeurs	Ambassadeurs de la Politique DEI	2026
• Mettre en place des outils permettant de : suivre le déploiement de la politique DEI ; suivre les KPIs ; évaluer la maturité des entités ; analyser les commentaires figurant dans *ENGIE&Me*	Action initiée en 2024	• Exploitation des données RH, publication du Dashboard et utilisation de l'outil d'évaluation	Ambassadeurs de la Politique DEI	2026

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités, afin de mettre en œuvre les plans d'action mentionnés ci-dessus. Toutefois, en raison de la nature des dépenses, ces plans d'actions sont considérés comme ayant un impact financier potentiellement non significatif.

Formation et sensibilisation

[S1-4 38a, 40] Des formations et des ateliers de sensibilisation à la diversité et à l'inclusion sont organisés régulièrement, parmi lesquels :

La Fresque de la diversité

Est un outil d'intelligence collective développé par l'ESSEC *Business School*, qui permet d'expérimenter les mécanismes cognitifs à l'œuvre en matière de discriminations et de découvrir des approches visant à les réduire. Depuis 2023, 1 900 salariés ont été sensibilisés et environ 80 ont été formés pour animer ces ateliers.

Les partenaires sociaux/organisations syndicales ont été associés au déploiement de cette formation. La Fresque est en cours "d'internalisation" avec la création récente de supports de formation en portugais pour son déploiement au Brésil et en espagnol pour son déploiement au Pérou, Chili, Mexique et Espagne. Le Top 50 du Groupe effectuera cette formation à horizon 2025.

Formations et initiatives liées au recrutement

Le programme "Permis de recruter", déployé au niveau mondial permet de former les managers et les membres de la Direction des Ressources Humaines du Groupe au recrutement et à la gestion des ressources humaines inclusifs et de sensibiliser sur les biais potentiels lors du recrutement et sur l'importance de maintenir la neutralité et l'inclusivité des offres d'emploi. Ce programme permet d'atténuer le risque juridique auquel serait exposé le Groupe en cas de non-respect des lois et règlementations.

Campagnes de sensibilisation

Des évènements, des guides, des partages de bonnes pratiques sont réalisés. Une campagne pour favoriser l'auto déclaration du handicap sera conduite en 2025.

Déploiement d'outils de prévention

[S1-4 38b, 43] Le Groupe conçoit et partage des guides notamment sur les sujets LGBTQ+, l'identité de genre, la diversité religieuse, le sexisme et le harcèlement, les violences domestiques pour instaurer une culture de vigilance parmi les équipes. Les guides sont accessibles à tous sur le *HR HUB*. Ils ont été réalisés en anglais et en français.

Pour faciliter la prise de parole et le signalement de telles incidences, le Groupe soutient les groupes de communautés tels que *Friends by ENGIE*.

Pour soutenir le personnel en cas d'incident, ENGIE met à disposition de son personnel salarié et aux tierces parties son mécanisme d'alerte, décrit dans la Section 3.1.4.1.5.

Communications auprès du personnel

[S1-4 38c] Des supports de communication sont disponibles sur le site Intranet du Groupe. (Parmi les autres initiatives, citons, l'organisation d'un webinaire au Royaume-Uni relatif aux identités trans (*Trans awarness webinar*), le National Diversity Day en Allemagne ou encore le *Dual education program* en Roumanie sont des exemples de dispositifs).

Suivi et mesure du progrès

[S1-4 38d] ENGIE suit et évalue l'efficacité de ses actions et initiatives à travers :

- des indicateurs globaux et locaux ;
- des audits réguliers (EDGE, Label Diversité…) ;
- des baromètres et des prix internationaux ou nationaux.

En France, ENGIE est signataire de la Charte d'Engagement LGBTQ+ de L'Autre Cercle, qui l'engage à participer au baromètre national issu de l'enquête bisannuelle menée par l'association et à mettre en place des actions concrètes pour promouvoir l'inclusion. Le Groupe participe également à l'initiative #StOpE (stop au sexisme ordinaire en entreprise). Ces dispositifs permettent à ENGIE de mesurer les progrès réalisés et d'ajuster les actions en conséquence. De plus, des séminaires réguliers sont organisés pour former et sensibiliser les ambassadeurs DEI, qui jouent un rôle clé dans la mise en œuvre des initiatives.

[S1-4 39] ENGIE identifie les actions nécessaires en réponse à un impact négatif à travers un processus structuré de consultation et d'évaluation, dont font notamment partie les audits de suivi mentionnés ci-dessus.

Évaluation de la maturité

[S1-4 40a] Un outil interne d'évaluation de la maturité développé par le Groupe permet aux entités de suivre les progrès accomplis et de mettre à jour, si nécessaire, leur plan d'actions. Fondé sur le principe du *benchmark* et de la transparence interne, il permet aux Directions DEI des régions du Groupe d'auto-évaluer leur performance et de la comparer aux autres régions selon différents indicateurs.

L'enquête d'engagement *ENGIE&Me*, un outil dédié à l'analyse d'écart de rémunération hommes-femmes et l'index égalité professionnelle et salariale (voir Section "Egalité professionnelle femmes-hommes") complète cette évaluation de la maturité. Les entités ayant reçu la certification EDGE ont également à leur disposition des indicateurs de suivi qui leur permettent de piloter leurs actions.

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-9, S1-17]

Les cibles présentées ci-après reflètent les objectifs du Groupe en matière d'équité, de diversité et d'inclusion ainsi que les contraintes législatives liées à l'identification de certaines populations, notamment celles exposées à différents risques. Ainsi, le Groupe n'a pas fixé de cibles, ni ne dispose d'indicateurs, relatifs aux origines, à l'identité de genre ou à l'orientation sexuelle de son personnel.

Cibles relatives à l'emploi des femmes

[S1-5 46] Le Groupe s'est fixé pour objectif d'atteindre, à l'horizon 2030 :

- un taux de 40% à 60% de femmes au sein de sa population de cadres (femmes managers) □□ (1). En 2024, le taux est de 32% ;
- 10% d'apprentis au regard des salariés en contrats à durée indéterminée hors entités régulées GRDF et GRTgaz.

Les objectifs de recrutement et de femmes managers sont fixés par la Direction des Ressources Humaines du Groupe, validés par le Comex et figurent dans les critères d'évaluation (*score cards*) du Top Management. Ils sont déclinés par *Business Unit* et par région.

[S1-5 47a, b, c] Les objectifs de recrutement et de femmes cadres sont fixés par la Direction des Ressources Humaines du Groupe, validés par le Comex et figurent dans les critères d'évaluation (*score cards*) du Top Management. Ils sont déclinés par *Business Unit* et par Région. Des tableaux de bord sont mis à la disposition des parties intéressées pour suivre les indicateurs de leur périmètre et des bilans globaux sont présentés trimestriellement et en fin d'année.

Indicateurs de diversité

[S1-9 66a] Le Top Management est constitué de 294 salariés, dont 92 femmes et 202 hommes.

[S1-9 AR71] Le top management désigne le plus haut niveau de décision et de responsabilité dans l'entreprise. Au sein d'ENGIE, tous les postes sont évalués en fonction du niveau et du périmètre de responsabilité, conformément à la méthodologie *Korn Ferry Hay*.

[S1-9 66b] Pyramide des âges

Genre / Tranche d'âge	0-24	25-29	30-34	35-44	45-54	>54
Homme	4 372	6 641	9 241	21 650	17 895	11 909
Femme	1 757	3 020	3 597	8 042	6 325	3 479
Autre			2	2		
Non déclaré	1	8	5	10	5	5
TOTAL GÉNÉRAL	**6 130**	**9 669**	**12 845**	**29 704**	**24 225**	**15 393**

(1) □□ Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7 libellé "Taux de femmes cadres")

Cas, plaintes et impacts graves sur les Droits de l'Homme

[S1-17 103a, d] En 2024, 75 allégations [1] de discrimination et de harcèlement affectant le personnel de l'entreprise ont été formulées via le dispositif d'alerte ENGIE (*Whistleblowing System*).

[S1-17 103b, d] Pendant la même période, 22 allégations [1] liées aux autres droits sociaux et humains du personnel (santé-sécurité et pratiques de travail) ont été formulées via le dispositif d'alerte ENGIE (*Whistleblowing System*) ; aucune plainte n'a été déposée auprès des points de contact nationaux pour les principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales.

[S1-17 104a] Aucun incident grave en matière de Droits de l'Homme affectant le personnel ne s'est produit en 2024.

Égalité professionnelle femmes-hommes [S1-4, S1-5, S1-16]

L'égalité femmes-hommes est l'un des piliers de la Politique DEI du Groupe. ENGIE a fixé un objectif majeur de parité femmes-hommes dans le management à 40-60% au niveau du Groupe à l'horizon 2030.

En 2022, dans la continuité de ses engagements et pour plus de lisibilité, le Groupe a choisi de se focaliser, parmi les indicateurs de l'index égalité professionnelle et salariale, sur l'indicateur d'équité salariale – *gender pay equity*. Ce dernier mesure l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes à postes équivalents.

Il compare la rémunération moyenne des femmes à celle des hommes pour chaque groupe correspondant aux tranches d'âge du Groupe et aux quatre catégories socio-professionnelles (ouvriers, employés, techniciens et agents de maîtrise, ingénieurs et cadres) ou aux niveaux de classification des salariés.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Identifier des éventuels écarts de rémunération entre femmes et hommes et définir les plans d'actions pour les traiter	Action initiée en 2024	• Identification et éradication des éventuels écarts de rémunération entre femmes et hommes	Les salariés lésés par des écarts de rémunération supérieurs à l'objectif établi par le Groupe	Annuelle

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le niveau des ressources (OPEX), du Groupe soutenant la mise en œuvre de ce plan d'action est adapté en fonction de chaque situation. Les montants correspondants sont intégrés dans les états financiers du Groupe au sein des charges de personnel.

[S1-4 38a, 40a] Afin de respecter le principe d'égalité salariale entre les femmes et les hommes, chaque société du Groupe définit son plan d'actions afin de réduire les écarts de rémunération et analyse chaque année ses résultats et adapte si nécessaire ses plans d'actions.

[S1-4 38c] Les plans d'actions sont de diverses natures : analyser les différences de rémunération entre les femmes et les hommes à l'occasion des revues annuelles de salaires, examiner les rémunérations proposées lors de l'embauche ou de promotions, veiller à ce que les femmes ne soient pas pénalisées par le congé maternité ou un congé parental, sensibiliser le management à la gestion de l'égalité salariale.

Plans d'action à court terme

En 2024, deux types d'actions correctives à court terme ont été mis en œuvre avec la mise en place de budgets spécifiques de revalorisations salariales et des augmentations individualisées.

Pérenniser le processus et les engagements à long terme

[S1-4 38c, 40a, 41] Pendant la même période, les sociétés du Groupe ont prévu des plans d'actions à long terme, de nature à pérenniser le processus destiné aux objectifs d'équité salariale :

- mise en place d'accords d'égalité professionnelle ;
- instauration de politiques de transparence salariale pour garantir que tous les salariés comprennent les critères de rémunération, accompagnées de communications régulières et de consultations du personnel salarié sur les efforts et les progrès réalisés en la matière ;
- élaboration de processus d'analyse des différences de rémunération entre les femmes et les hommes à l'occasion des revues annuelles de salaire, notamment dans le cadre des attributions des augmentations salariales, avec des systèmes de contrôle et d'alerte pour examiner particulièrement la situation des femmes ;
- instauration d'une vigilance sur le niveau de rémunération à l'embauche pour garantir la cohérence entre hommes et femmes, en particulier lors d'embauches de femmes sur des métiers essentiellement occupés par des hommes ;
- instauration de procédures permettant d'éviter que les femmes ne soient pénalisées par un congé maternité ou un congé parental ;
- actions de sensibilisation des ressources humaines et du management sur les biais de genre lors du recrutement ainsi qu'à la gestion de l'égalité salariale ;
- accompagnement des départs des salariés en âge de prendre leur retraite et engagement à prioriser l'embauche des femmes lorsque cela est possible.

[S1-4 38d] Dans le cadre de l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE, les résultats de ces plans d'actions font l'objet d'un suivi annuel au niveau du Groupe auprès du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) et du Conseil d'Administration.

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-16]

Le Groupe s'appuie sur un outil centralisé recueillant des données de rémunération, le *Reporting Social* Groupe (Voir [S1-6 50e, f] – outil de collecte). Celui-ci centralise les données de rémunération fixes et variables, les heures contractuelles et une partie des avantages en nature de l'ensemble du personnel salarié du Groupe. Cet outil ne permet pas, en revanche, de constituer une base de données unique recensant les données de rémunération individuelles pour chaque salarié.

(1) Afin d'éviter tout potentiel double comptage entre les différents canaux et/ou dispositifs d'alerte ou lignes d'écoute mis à disposition pour les collaborateurs du Groupe, seuls les cas soulevés via le dispositif d'alerte ENGIE (Whistleblowing System) ont été considérés.

Cibles

[ESRS-2 81] À ce stade, l'indicateur d'équité salariale entre femmes et hommes retenu et suivi dans les objectifs du Groupe à horizon 2030, au niveau du CEEDD en amont du Conseil d'Administration, est l'écart ajusté présenté au paragraphe "Équité salariale" de la section "actions". Celui-ci tient compte de certains facteurs explicatifs des écarts salariaux, notamment l'analyse des rémunérations en équivalent temps plein, la prise en compte des catégories socio-professionnelles et des tranches d'âge. Ces éléments permettent au Groupe de se concentrer sur les potentiels écarts non justifiés nécessitant des plans d'actions.

[S1-5 44a, b] Pour l'année 2024, l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes (correspondant à l'indicateur numéro 1 de l'Index Egalité professionnelle) se situe à 1,85%, pour un périmètre représentant près de 80% des salariés du Groupe. Ce résultat est conforme à l'objectif du Groupe.

[S1-5 46] Depuis 2022, le Groupe a choisi de se focaliser sur l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes à postes équivalents, avec un objectif cible d'un écart maximal de 2% au niveau Groupe. L'année de référence de cet objectif est 2022. La période à laquelle il s'applique est 2022-2030.

Les éléments de rémunération pris en compte sont : le salaire de base, la rémunération variable et prime individuelle, les primes collectives. Sont exclus : les indemnités de fin de contrat à durée déterminée, les primes liées à des sujétions de service, les heures supplémentaires et complémentaires, les indemnités de départ, les primes d'ancienneté, l'intéressement et la participation, les actions et compensations différées en actions.

Toutes les sociétés du Groupe de plus de 50 salariés en France et de plus de 250 salariés à l'international utilisent un outil de mesure développé par le Groupe, EQUIDIV, permettant un calcul automatique et uniforme de l'index à partir de données individuelles. EQUIDIV fournit les actions prioritaires de remédiation pour faire progresser l'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes.

Processus de définition de la cible

[S1-5 47a] En France, la thématique de l'égalité professionnelle et salariale est discutée avec les représentants du personnel salarié et peut faire l'objet d'accords d'entreprise.

[S1-5 47b] Le Groupe ENGIE a signé avec les représentants du personnel un accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale du Groupe. Dans le cadre de l'engagement en matière d'égalité salariale entre les femmes et les hommes, un suivi des résultats est réalisé lors de la réunion annuelle du Forum mondial chargé d'assurer la mise en œuvre de l'Accord mondial, présenté dans la sous-Section "Dialogue social" du présent chapitre.

[S1-5 47c] Chaque année, les sociétés relevant du périmètre de calcul analysent leurs résultats et mettent en place, si besoin, les actions de remédiation telles que celles décrites au paragraphe "Actions" précédents. Ces informations font l'objet d'échanges au sein des instances représentatives du personnel salarié.

Indicateurs de rémunération

Pour les calculs des indicateurs de rémunération présentés ci-après, les données de rémunération utilisées sont issues des données agrégées du Reporting Social Groupe (RSG) ; le périmètre est celui de l'ensemble des salariés du Groupe. Les données de rémunération prises en compte sont les données de rémunérations fixe, variable court terme, les primes exceptionnelles, certains avantages, comme les avantages en nature (voiture et logement). Certaines données de rémunération, comme les données de retraite, d'intéressement/participation ou d'intéressement long-terme, ne sont pas recensées dans le RSG et ne sont donc pas, à ce stade, intégrées aux calculs de ces indicateurs. Des évolutions sont envisagées dans le RSG afin que ces données puissent être remontées dans l'outil. Par ailleurs, s'agissant du calcul du ratio, le Groupe ENGIE étant constitué de sociétés ayant des systèmes de paye différents, la rémunération médiane n'est pas calculable en l'absence d'une base de données unique recensant les données individuelles de rémunération ; le calcul est réalisé sur la base de la rémunération moyenne Equivalent Temps Plein, calculable à partir des données présentes dans le RSG et excluant l'individu le mieux rémunéré.

[S1-16 97a, c] Au titre de 2024, l'écart salarial entre femmes et hommes calculé est de : 4,3%. Ce nouvel indicateur sera analysé et suivi tous les ans.

[S1-16 97b, c] Au titre de 2024, le ratio de rémunération calculé est de : 71,3.

3.1.3.2.5 Talents et compétences [S1-1, S1-4, S1-5, S1-13]

Formation et développement [S1-1, S1-4, S1-5, S1-13]

Politiques [S1-1]

La formation et le développement sont essentiels pour le développement des personnes, la transformation organisationnelle et la croissance de l'entreprise.

[S1-1 19] ENGIE propose des programmes de formation, parcours de carrières et actions de développement personnel pour adapter les compétences aux évolutions des métiers et des technologies. La transition écologique et les accélérations technologiques dues à la digitalisation et à l'intelligence artificielle, transforment en effet les métiers des salariés. Elles créent également des tensions en matière de personnel qualifié dans les nombreuses activités classiques ou émergentes du Groupe. Pour y faire face, ENGIE conduit une stratégie sociale de montée en compétences selon trois axes :

- une gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir ;
- une mobilité interne renforcée au service des quatre grands métiers ;
- des objectifs de formation professionnelle pour tous les salariés.

Cette stratégie est menée avec la volonté de favoriser l'enrichissement des tâches, le renouvellement des expériences, la prise en compte des initiatives des salariés et leur responsabilisation.

[S1-1 21] Les initiatives et politiques de formation d'ENGIE s'alignent sur les Objectifs de Développement Durable des Nations Unies (ODD).

Politique Formation et développement

[S1-1 19, MDR-P 65a] Le Groupe s'est doté en 2017 d'une Politique Formation et développement qui vise à former 100% du personnel salarié (tous types d'activités confondues) chaque année à l'horizon 2030 via des opportunités multimodales.

[MDR-P]	Politique Formation et développement
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique Formation et développement est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

Afin de privilégier l'accessibilité et l'inclusion des différentes populations au sein du personnel salarié, le Groupe déploie de façon croissante des parcours digitaux, via le *Learning Management System* (LMS) du Groupe, accessibles dans les 11 langues de l'entreprise et s'assure de l'accessibilité des formations en présentiel aux personnes handicapées dès lors qu'un collaborateur fait part de ses difficultés. ENGIE propose des opportunités de formation à l'ensemble des salariés via les catalogues de formations disponibles sur le système d'information RH (SIRH) du Groupe.

Politique de Développement des talents

La Politique Formation et développement est complétée par la Politique de Développement des talents.

[MDR-P 65a] Cette dernière vise à anticiper les besoins en compétences et à préparer les futurs leaders et experts techniques de l'entreprise. Elle s'appuie sur une approche ascendante pour identifier les postes clés et les talents potentiels, et propose des parcours de carrière personnalisés ainsi que des outils de développement comme les programmes *"ENGIE Boost"* et *"ExpAND"*, présentés de façon détaillée dans la Section *Actions*.

Elle définit un langage commun sur les compétences, une nouvelle méthodologie d'évaluation des personnes en tenant compte de leurs aspirations professionnelles, de leur performance et de leur potentiel. Elle promeut la mobilité interne et les plans de succession, ainsi que la responsabilité des managers dans le développement des personnes par le biais de conversations régulières avec les salariés.

[MDR-P]	Politique Développement des talents
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique de développement des talents est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

[S1-1 24d] Approuvée par le Comité Exécutif d'ENGIE et présentée aux représentants du personnel, la stratégie renforce la lutte contre tout type de discrimination et favorise l'inclusion de chacun en termes de développement et de carrière.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Entretiens de développement réalisés par les salariés chaque année avec leurs managers et plan de formation validé à l'issue	Action initiée en 2024	• Amélioration de la performance, identification des besoins de montée en compétences, suivi et évaluation de la progression des salariés, optimisation de la gestion des talents et préparation des évolutions de carrière	Tous les salariés du Groupe	Annuelle
• Identifier les compétences des salariés • Réalisation des plans de compétences des salariés	Action initiée en 2024	• Complétion et correction des *"Job Families"* dans le SIRH du Groupe	Tous les salariés du Groupe	2025
• Former les managers à la nouvelle stratégie de développement des salariés • Formations en présentiel et dans la langue locale pour l'ensemble des managers	Action initiée en 2024	• Des managers de managers formés à la nouvelle stratégie et à leur rôle dans le développement des salariés	Tous les managers du Groupe	2025
• Mettre en place des Académies Métiers dans chaque GBU ainsi que dans certaines fonctions transverses (*HR Academy*, *Digital & Data Academy*, et *Procurement Academy*.)	Action initiée en 2022 et amplifiée en 2024	• Ces Académies visent à améliorer la professionnalisation et l'excellence opérationnelle, ancrer une culture commune, promouvoir les savoir-faire internes et externes et favoriser la découverte des métiers du Groupe	Toutes les salariés du Groupe	Annuelle

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Clarifier et communiquer aux salariés les principes de mobilité interne du Groupe	Action initiée en 2024	• Meilleure compréhension des opportunités de carrière internes, renforcement de l'engagement et de la fidélité des salariés, amélioration de la transparence organisationnelle et favorisation de la transversalité et de la diversité des parcours	Tous les salariés du Groupe	Annuelle

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, considérés comme ayant un impact financier non significatif.

Mise en place d'une gouvernance *Learning* du Groupe pour la formation et le développement des compétences clés

ENGIE privilégie une approche du développement qui met en exergue des compétences prioritaires par population et les besoins clés de formation associés.

[S1-4 38a, 39] Cette stratégie s'est traduite par la mise en place d'une gouvernance *Learning* avec une instance décisionnaire dotée de comités stratégiques et/ou opérationnels, se réunissant chaque trimestre pour aligner et prioriser les besoins en compétences des salariés. Cette communauté comprend environ 500 personnes dans la filière Ressources humaines.

[S1-4 38c] En 2023, les efforts de la filière *Learning* se sont concentrés sur la mise en place du *Learning Management System* (LMS) Groupe, qui a été déployé en début d'année 2024 dans presque tout le Groupe, sauf dans les entités : GRTgaz, GRDF, CNR, activités nucléaires, EHS et GEPSA. Le LMS permet de piloter le déploiement des formations obligatoires pour l'ensemble du personnel salarié et non-salarié. En 2024, ENGIE a identifié trois formations obligatoires en *e-learning* : Santé & Sécurité, Éthique et Cybersécurité. Deux programmes de formation pour les cadres sont également recommandés : ENGIE *Ways of Leading* (EWOL) et *Management Pass* (programme managérial).

Formations dans le cadre d'*ENGIE University* et des Académies

[S1-4 38c] *ENGIE University* est un centre de formation certifié Qualiopi en France et CLIP à l'international et un lieu de réflexions stratégiques sur les politiques *Learning* et Développement d'ENGIE, ainsi que sur les compétences d'aujourd'hui et demain. Depuis plus de 15 ans, cette université d'entreprise accompagne le développement professionnel et personnel des salariés, en particulier des cadres et des *people* managers, et constitue un levier important de la culture d'entreprise et de la formation au sein du Groupe.

ENGIE University propose des programmes en présentiel et numériques (*e-learning* et classes virtuelles) pour renforcer l'accès à la formation pour l'ensemble de ses salariés, partout dans le monde.

Elle organise également des *U.camps* (campus éphémères et itinérants en France ou à l'international, ouverts principalement aux cadres) et le *Learning & Career Festival* (ouvert à l'ensemble des populations du Groupe). Au total, plus de 10 000 salariés du Groupe y ont participé en 2024.

[S1-4 40a] Ces expériences d'apprentissage favorisent l'engagement des participants, comme en témoignent les NPS (*Net Promoter Score*) élevés et les verbatims des participants recueillis à l'issue.

[S1-4 38b] *ENGIE University* développe aussi des Académies de métiers en partenariat avec les Global Business Units et certaines filières depuis 2022.

Fin 2024, les Académies de métiers du Groupe comprennent la *Renouvelables Academy*, *Networks Academy*, *Energy Solutions Academy* et *FlexGen Academy*. Des Académies transverses existent également : la *RH Academy*, *Digital & Data Academy*, et la *Procurement Academy*.

[S1-4 38a] D'autres écoles métiers comme l'École des métiers d'Energie Solutions France, les *GEMS Schools* ou *Energy Formation* de GRDF, ainsi que la *Sustainability Academy* proposant des formations liées à la transition énergétique, sont accessibles au personnel salarié.

[S1-4 38d] En 2024, le Groupe a formé 94,6% de son personnel salarié. Ce chiffre est en hausse par rapport aux années précédentes, et chaque année des actions sont identifiées pour permettre de former davantage de salariés.

Actions stratégiques de développement des compétences et *ENGIE Jobs*

[S1-4 39] Elles sont pilotées par un processus de gestion stratégique et prévisionnelle des emplois et des compétences (*Strategic Workforce Planning*). Les prévisions industrielles et financières alimentent une cartographie quantitative et qualitative à trois ans des compétences stratégiques et distinctives. Chaque entité Métiers du Groupe doit se doter d'une telle cartographie afin de mettre en place sa stratégie et de déployer des plans d'actions associés.

[S1-4 40a] Cette approche est organisée autour du référentiel interne des *ENGIE Jobs* qui recense, dans une optique d'amélioration continue, plus de 380 rôles repères et les compétences associées. Ce référentiel permet de :

- anticiper les besoins en recrutement ;
- prendre en compte l'impact de la perte d'emplois liée aux changements du marché et des technologies ;
- déployer des plans de formation adaptés ;
- préparer des parcours de carrière adaptés aux enjeux émergents.

[S1-4 38d, 43, AR43] Ces données sont consolidées au niveau du Groupe pour obtenir une vision globale sur les évolutions des métiers et des compétences, en particulier sur :

- les technologies matures (éolien, solaire) ;
- les nouvelles technologies (stockage d'électricité par batterie, gaz verts) ;
- les compétences transverses (santé-sécurité, *data*, digital, gestion des risques).

Elles permettent également de construire des plans d'actions transverses aux entités afin de répondre à leurs enjeux communs, notamment l'acquisition de nouvelles compétences, en recrutant des jeunes diplômés par l'intermédiaire de *graduate programs*.

Développement et fidélisation des talents du Groupe

[S1-4 38a] En 2024, le Groupe a initié sa nouvelle stratégie de développement du personnel salarié avec une journée de formation, conçue et animée en interne, réunissant 282 professionnels des Ressources humaines et plus de 2 000 managers. Cette formation sera déployée à tous les managers du Groupe en 2025 et partagée à l'ensemble des salariés d'ici fin 2026. Cette stratégie renforce la responsabilité des managers en matière d'accompagnement des salariés du Groupe dans leurs projets de développement individuel et de carrière.

Des programmes ont été conçus pour mettre l'accent sur le développement et la fidélisation des talents et des experts :

ENGIE *Boost* : le programme des futurs leaders

ENGIE Boost est un dispositif qui permet de développer et de fidéliser les talents à Haut Potentiel de *leadership* à tous les niveaux de l'organisation, afin de les préparer à occuper les rôles stratégiques du Groupe. Il se compose de trois programmes :

- *Rise!* et *Pulse!* pour les 300 talents ayant le potentiel de prendre une des positions stratégiques du Groupe lors de leur prochaine mobilité pour les premiers (dont 37% de femmes et 56% d'internationaux) et dans deux à trois mobilités pour les seconds (dont 55,4% de femmes et 44% d'internationaux) ;
- *Up!*, géré par les GBU, les entités et les géographies, bénéficie aux talents susceptibles d'évoluer vers des positions clés du Groupe.

ExpAND : le programme des Experts

Depuis 2020, ce dispositif vise à identifier, développer et reconnaître les experts du Groupe, de manière transverse. Il leur permet de développer leurs compétences comportementales comme le *leadership* et la communication. À l'issue des trois premières campagnes, 757 *ExpANDers* ont été identifiés.

People and Positions Reviews

[S1-4 38a] Les *People and Position Reviews* font partie du cycle annuel de développement des personnes et visent à remplir plusieurs objectifs :

- assurer la continuité et la croissance de l'entreprise en identifiant et en développant les futurs dirigeants potentiels d'ENGIE ;
- favoriser une culture de développement des talents et de promotion interne pour tous ;
- promouvoir la mobilité au-delà des silos organisationnels en croisant les points de vue et en concevant des plans de développement des personnes qualitatifs et concrets ;
- encourager la responsabilisation des managers vis-à-vis du développement des personnes sous le prisme d'impératif commercial ;
- accroître la diversité à tous les niveaux pour une meilleure performance et en soutien à la stratégie commerciale du Groupe.

[S1-4 38b, c] En 2024, plus de 1 100 postes ont été identifiés comme *Global Key Positions*, c'est-à-dire critiques à l'échelle du Groupe. 81% de ces postes disposent d'un plan de succession identifié et 2 046 successeurs ont été évalués par le manager compétent et discutés lors des *People Reviews* afin d'établir des plans d'action clairs pour accompagner le développement et la carrière des salariés évalués.

La People Review 2024 a permis d'évaluer 10 865 salariés, au lieu des 3 000 initialement prévus.

Management des carrières (*Career Paths*) et principes de mobilité

La gestion des carrières est un élément clé de la stratégie Ressources humaines du Groupe, notamment en vue d'optimiser la rétention des talents. **[S1-4 38a]** Les différents axes de travail qui ont été renforcés en 2024 sont :

- les plans de succession pour les positions clés du Groupe, pour mieux adapter les plans de développement ;
- la communication sur des exemples de parcours au sein du Groupe, afin de susciter l'inspiration ;
- la définition des expériences et compétences attendues pour quelques postes clés du Groupe, pour plus de transparence ;
- la revue des familles de métiers et d'*ENGIE Jobs* pour définir une architecture qui permettra de créer des outils complémentaires d'exploration des parcours professionnels.

[S1-4 38b, c, d, 39] L'efficacité de ces actions est mesurée à travers l'évolution des taux de rétention et de mobilité et via l'enquête d'engagement du Groupe, qui permettent également de définir des actions prioritaires de développement pour 2025.

En 2024, l'enquête d'engagement *ENGIE&Me* a démontré que :

- 66% des personnes interrogées estiment avoir des opportunités de formation chez ENGIE ;
- 71% ont le sentiment d'avoir des informations sur la gestion de carrière ;
- 72% pensent bénéficier d'un soutien pour leur développement.

Les plans d'actions spécifiques identifiés en 2023, adaptés aussi bien aux besoins individuels que collectifs, semblent avoir porté leurs fruits et sont reconduits en 2025. Ils visent particulièrement à :

- renforcer la capacité des managers à détecter, développer et retenir les salariés ;
- proposer des actions rapides en réaction aux évolutions du marché ;
- améliorer l'expérience du personnel salarié dans toutes les étapes de leur parcours lorsque cela est nécessaire ;
- suivre et anticiper l'évolution des tendances localement.

Campagnes d'évaluation des performances et de développement

Les campagnes d'évaluation des performances et de développement font partie du cycle annuel de management du personnel salarié.

[S1-4 38a] Elles visent à établir clairement les attentes de performance individuelle en ligne avec les objectifs du Groupe, afin de garantir que chacun identifie clairement sa contribution au succès d'ENGIE, soit reconnu pour ses réalisations et ses résultats, et reçoive un soutien pour maximiser son potentiel.

[S1-4 38b, c] Les entretiens de performance incluent, en complément des réalisations, une analyse de la performance sous l'angle des comportements attendus (définis par les *ENGIE Ways of Leading* et *ENGIE Ways of Working*), ainsi que sur des thématiques transverses telles que la santé et la sécurité, la diversité et l'inclusion, la cybersécurité et l'éthique.

[S1-4 38a] En 2024, 39 992 salariés ont fait l'objet d'une évaluation de performance avec leurs managers (53% du personnel salarié), auprès de 21 974 managers et 18 388 non managers.

[S1-4 38a, b, c] La campagne d'entretiens de développement a vocation à permettre aux managers et aux salariés de faire le point sur les actions de développement, les aspirations professionnelles et la mobilité, en concevant conjointement des plans de développement individuel. En 2024, 39 555 salariés ont fait l'objet d'un entretien de développement avec leurs managers (52% de l'ensemble du personnel salarié), auprès de 21 566 managers et 17 989 non-managers.

[S1-4 39, 41] L'efficacité de la démarche se mesure selon le pourcentage de membres du personnel salarié qui reconnaissent, à la fin de l'entretien, les résultats de l'évaluation. **[S1-4 38d]**

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-13]

Programmes de formation

Les comités de pilotage définissent chaque année les priorités et des indicateurs stratégiques des actions développées par *ENGIE University* et les académies des Métiers.

Suivi des objectifs généraux du Groupe en matière de formation

[S1-5 46] En 2024, en moyenne, 94,6% du personnel salarié du Groupe a suivi au moins une formation, soit en présentiel, en digital ou en hybride dans l'ensemble des pays et activités.

[S1-5 47a, b] Les étapes pour atteindre cette cible de 100% de salariés formés ont été définies par le Directeur *Learning* Groupe. ENGIE communique également en interne et en externe de façon transparente sur cet indicateur, via la filière Ressources humaines en particulier.

[S1-5 47c] Le sujet Formation/*Learning* est également présenté et discuté avec les partenaires sociaux, dans les instances de dialogue social (comité France, comité d'entreprise européen, Forum mondial).

	2024	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030 cible
Taux moyen de formation des salariés	94,6%	90%	92%	94%	96%	98%	100%

[S1-13 83b] Indicateurs de formation et de développement des compétences

Sexe	Nombre moyen d'heures de formation par salarié et par genre
Homme	21
Femme	16
Autre	11
Non-déclaré	24
TOTAL	**20**

3.1.3.2.6 Santé et sécurité des travailleurs [S1-1, S1-4, S1-5, S1-14, S1-15]

En matière de santé-sécurité au travail, ENGIE souhaite apporter le même niveau de protection et de prévention des risques à toutes les personnes travaillant pour le Groupe quel que soit leur statut, salariés, intérimaires et sous-traitants. Les dispositions mises en œuvre par ENGIE exprimées dans la Politique Santé-Sécurité, dans les règles santé-sécurité et dans les processus s'appliquent donc à ces différentes populations. Elles sont décrites dans la présente section et ne sont pas reprises dans la section 3.1.3.3 « Travailleurs de la chaîne de valeur », de façon à limiter les répétitions. En complément, les dispositions spécifiques au management de la santé-sécurité des sous-traitants sont décrites en section 3.1.3.3.

Concernant les non-salariés, ENGIE a choisi d'appliquer une disposition transitoire pour son reporting 2024 en ne publiant que les données relatives aux travailleurs intérimaires.

Politiques, processus [S1-1]

[S1-1 19, 23]

La Politique Santé-Sécurité

[MDR-P 65a] L'approche santé-sécurité au travail d'ENGIE comprend deux axes de prévention distincts :

- l'axe "*No Life At Risk*" qui traite de la prévention des accidents ;
- l'axe "*No Mind At Risk*" qui traite de l'amélioration de la qualité de vie au travail et de la prévention des risques psychosociaux.

Ces deux axes de prévention sont déclinés dans la Politique Santé-Sécurité qui a fait l'objet d'un accord avec les représentants du personnel au niveau mondial.

L'ambition du Groupe, exprimée en préambule de la politique, est de faire de chacun, dirigeant, manager, salarié, sous-traitant, un acteur engagé de sa santé, de sa sécurité et de celle des autres.

La Politique Santé-Sécurité d'ENGIE est structurée autour de huit principes fondamentaux, tels que par exemple la prise en compte des risques dans tout processus de décision, une démarche participative à la prévention des situations à risque ou la promotion d'un climat de confiance et d'échange.

Une version révisée de cette politique a été publiée en 2022, à l'occasion de la mise en place d'un accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE. Cette révision a permis notamment d'introduire l'axe de prévention "*No Mind At Risk*" et des dispositions pratiques complémentaires destinées à améliorer la qualité de vie au travail et à prévenir les risques psychosociaux.

[MDR-P]	Politique Santé-Sécurité
Champ d'application [MDR-P 65b]	L'ensemble des activités d'ENGIE ainsi que les filiales intégrées globalement dans le périmètre de consolidation du Groupe. L'ensemble des salariés, des intérimaires et des sous-traitants travaillant pour le Groupe
Niveau hiérarchique le plus élevé responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La mise en œuvre de la Politique Santé-Sécurité est présentée sous la forme des résultats et des principales actions mises en œuvre aux instances suivantes : • Comité Exécutif ; • CEEDD.
Description de l'attention portée aux intérêts des parties prenantes lors de l'élaboration de la politique [MDR-P 65d]	La Politique Santé-Sécurité a fait l'objet d'un accord avec les représentants du personnel au niveau mondial, ce qui a permis d'intégrer les attentes des salariés en matière de santé-sécurité au travail. La mise en œuvre de la politique est partagée régulièrement avec ces mêmes représentants du personnel à l'occasion des réunions du Forum mondial et du Comité d'Entreprise Européen, instances d'échange bipartie.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	L'accord intégrant la Politique Santé-Sécurité en annexe est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/news/accord-social-mondial

Les Règles Groupe et standards santé-sécurité

La Politique Santé-Sécurité du Groupe est déclinée au travers de Règles Groupe (RG) santé-sécurité et de standards techniques.

Ces Règles Groupe santé-sécurité traitent des thématiques spécifiques, telles que le management des risques en santé-sécurité, la gestion des accidents graves, potentiellement graves ou mortels, le management de la santé-sécurité des intérimaires. Ces règles constituent autant de processus applicables par l'ensemble des entités du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe publie des standards thématiques qui permettent de maîtriser les risques santé-sécurité pour des activités présentant des risques spécifiques, telles que les travaux en hauteur ou l'utilisation de véhicules routiers.

Les règles et standards santé-sécurité du Groupe s'appliquent :

- de façon obligatoire dans toutes les entités sur lesquelles ENGIE exerce le management opérationnel ;
- de la même façon à l'ensemble des salariés, des intérimaires et des sous-traitants travaillant pour le Groupe.

Le pilotage et la gouvernance de la santé-sécurité

Le Groupe a mis en place et révise périodiquement un dispositif de *reporting* quantitatif (exemple : taux de fréquence des accidents du travail) et qualitatif (exemple : HiPo = événement à haut potentiel de gravité = presqu'accident grave ou mortel) destiné à renseigner la ligne managériale sur la performance santé-sécurité des différentes entités du Groupe.

Le Groupe et ses entités réalisent régulièrement des revues de leur performance en santé-sécurité aux différents niveaux de l'organisation.

Un Comité de Direction Santé-Sécurité Groupe présidé par la Vice-Présidente Santé-Sécurité du Groupe, intégrant notamment les responsables santé-sécurité des quatre GBU ainsi que des entités Nucléaire, Tractebel et GEMS se réunit tous les mois. Ce comité a pour mission de définir les indicateurs à suivre et les objectifs, de décider des actions à mettre en œuvre et d'assurer sur le plan opérationnel le déploiement des plans d'actions.

Des points réguliers sont présentés devant l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe (communauté des "*Global Leaders*").

Des critères de performance en santé-sécurité sont intégrés aux parts variables annuelles des rémunérations de la Directrice Générale et des autres membres du Comité Exécutif (Comex). Les parts variables annuelles des cadres dirigeants comprennent également des critères de performance en santé-sécurité sur leur périmètre d'activité. Un système de malus est mis en œuvre pour les dirigeants qui ont eu à déplorer un accident mortel dans leur périmètre.

Les résultats santé-sécurité font l'objet d'un partage avec les managers et la filière santé-sécurité du Groupe.

La communication et la sensibilisation

Les processus de communication et de sensibilisation des salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe sur les sujets santé-sécurité prennent différentes formes :

- campagnes de communication et de sensibilisation sur les risques majeurs ;
- organisation de la semaine mondiale de la sécurité ;
- causeries santé-sécurité destinées à échanger au sein des collectifs de travail sur des sujets spécifiques impliquant l'équipe.

L'amélioration de la qualité de vie au travail et la prévention des risques psychosociaux

Depuis plusieurs années, le Groupe et ses filiales poursuivent la mise en œuvre d'actions dédiées à l'amélioration de la qualité de vie au travail de leurs salariés et ainsi prévenir les risques psychosociaux, dans le cadre de l'axe de prévention "*No Mind At Risk*".

Pour ce faire, la Direction Santé-Sécurité du Groupe anime un réseau de référents qualité de vie au travail. Ce réseau est sollicité notamment pour concevoir les outils à destination de l'ensemble du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe administre tous les deux ans une grande enquête auprès de l'ensemble de ses collaborateurs, appelée *ENGIE&Me*. Cette enquête intègre un certain nombre de questions en lien direct avec la qualité de vie au travail des salariés. Les réponses à ces questions permettent à chaque collectif de travail d'évaluer son niveau de maturité en termes de qualité de vie au travail en lien avec les attendus du Groupe.

L'animation de la filière santé-sécurité

L'animation de la filière santé-sécurité du Groupe fait largement appel aux outils digitaux, avec un important travail de partage à destination des différentes entités. Cette animation s'appuie notamment sur l'organisation de webinars mensuels thématiques, de présentations de l'analyse des causes des accidents mortels et sur la mise à disposition de différents supports techniques et de sensibilisation.

La *Newsletter* "*Prevention News*" dédiée à l'axe de prévention "*No Life At Risk*" permet de partager à la maille du Groupe l'ensemble des accidents graves, situations dangereuses significatives et événements à haut potentiel de gravité (HiPo), ainsi que les bonnes pratiques mises en œuvre localement.

Enfin, le Groupe organise chaque année une convention à destination des responsables santé-sécurité des entités et de représentants de la filière.

Le contrôle interne et les audits

Chaque année, le Groupe administre un questionnaire dit de contrôle interne qui permet aux responsables santé-sécurité des entités de s'auto-évaluer quant à la maîtrise des risques d'accident grave et mortel, et d'identifier des actions d'amélioration sur les thématiques qu'ils estiment déficientes (INCOME/COR8a).

Par ailleurs, ENGIE a mis en place un processus d'audit interne Groupe destiné à évaluer dans les entités la maîtrise des risques majeurs, pour éviter les accidents graves et mortels. À cette occasion sont identifiées des bonnes pratiques et des actions d'amélioration à mettre en œuvre.

Le dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés s'est poursuivi en 2024 aux différents niveaux du Groupe, en particulier avec les instances mondiales et européennes. Un groupe de travail permanent santé-sécurité et qualité de vie au travail est actif au niveau du Comité d'Entreprise Européen. Il réalise périodiquement une revue des résultats et actions engagées en matière de santé-sécurité au travail et de qualité de vie au travail.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Plan de transformation *ENGIE One Safety*	Action menée depuis 2022	Eradication durable des accidents graves et mortels	Salariés, intérimaires (et sous-traitants)	Jusqu'à l'atteinte de l'objectif
Formation-coaching de l'ensemble des managers du Groupe *Engie One Safety Culture*	Action menée en 2024	Poursuite du programme de formation-coaching	Tous les managers du Groupe, opérationnels et fonctionnels	Juin 2025
Publication de nouveaux standards de sécurité	Action menée en 2024	• Nouveau standard Groupe sur la prévention des chutes de hauteur • Nouvelles instructions techniques Groupe destinées à maitriser les risques électriques	Salariés, intérimaires (et sous-traitants)	2024
Campagnes de communication et de sensibilisation	Actions menées en 2024	Campagnes de sensibilisation élaborées par le Groupe mises à disposition des entités en 2024 : • maîtrise des risques liés aux travaux en hauteur ; • maîtrise des risques électriques ; • nécessité de mettre en œuvre systématiquement la Minute Qui Sauve, évaluation des risques avant de (re)commencer l'activité ; • nécessité de mettre en œuvre le point d'arrêt ("Stop the work") si les conditions de sécurité n'apparaissent pas réunies.	Salariés, intérimaires (et sous-traitants)	Annuel
Enquête auprès des collaborateurs *ENGIE&Me*	Action menée en 2024	Évaluation par les salariés de leur qualité de vie au travail et identification pour les différents collectifs de travail d'axes d'amélioration.	Tous les salariés du Groupe	Tous les deux ans

[MDR-A 68a, 68b, 68c, 68d, 68e] Les principales actions mises en œuvre par le Groupe en 2024 sont décrites ci-dessous, en intégrant si nécessaire l'échéance finale si l'action se prolonge au-delà de 2024, ainsi que les résultats qualitatifs et quantitatifs.

Le plan de transformation ENGIE One Safety

Suite aux accidents mortels qui se sont produits en 2021, le Groupe a défini en collaboration avec ses entités opérationnelles un vaste plan de transformation santé-sécurité, *ENGIE One Safety*. L'objectif de ce plan est d'éradiquer durablement les accidents graves et mortels qui touchent les salariés, intérimaires et sous traitants travaillant pour le Groupe.

Dans le cadre de la mise en œuvre de ce plan de transformation, plusieurs thématiques ont été traitées en 2024 permettant de définir et/ou de renforcer les dispositions à mettre en œuvre pour que le Groupe atteigne le plus tôt possible son objectif durable de zéro accident grave et mortel.

De nouveaux standards de sécurité

Dans le cadre du plan de transformation ENGIE *One Safety*, plusieurs nouveaux standards de sécurité ont été élaborés et diffusés aux entités.

Le premier d'entre eux concerne la prévention des chutes de hauteur. Ce standard est structuré en deux parties :

- d'une part les exigences générales (évaluation des risques, traitement des risques dont sélection des protections, formation et compétences, etc.) ;
- d'autre part des instructions techniques couvrant différentes thématiques (équipements collectifs, échafaudage, etc).

Par ailleurs, le Groupe a déployé de nouvelles instructions techniques destinées à maîtriser les risques électriques. Ces instructions décrivent les dispositions à appliquer concernant différentes thématiques (Équipements de Protection Individuels, réalisation d'une consignation électrique, etc).

La communication et la sensibilisation

Comme chaque année, le Groupe a souhaité marquer la semaine mondiale de la santé-sécurité au travail *(World Safety Week)* au travers d'une animation spécifique destinée aux différents collectifs de travail, avec pour objectif de s'assurer de l'engagement des salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe.

Au cours de l'année 2024, plusieurs campagnes de sensibilisation élaborées par le Groupe ont été mises à disposition des entités sur les sujets suivants :

- maîtrise des risques liés aux travaux en hauteur, intégrant la présentation du nouveau standard du Groupe sur le sujet ;
- maîtrise des risques électriques, avec notamment diffusion d'un dépliant de poche présentant les cinq questions à se poser en intervention ;
- nécessité de mettre en œuvre systématiquement la Minute Qui Sauve, évaluation des risques avant de (re)commencer l'activité ; un standard de mise en œuvre a été diffusé aux entités ;
- nécessité de mettre en œuvre le point d'arrêt ("Stop the work") si les conditions de sécurité n'apparaissent pas réunies ; des guidelines de mise en œuvre ont également été diffusées aux entités.

Comme chaque année au mois d'octobre, le Groupe a organisé un *Safety Stand Down* destiné à commémorer les victimes d'accidents mortels et à renforcer la mise en œuvre des attendus du Groupe en matière de prévention des accidents graves et mortels. Le principe de cet événement consiste à arrêter l'ensemble des activités du Groupe et à dédier ce moment particulier aux échanges au sein des équipes autour de la prévention des risques majeurs en santé-sécurité.

La formation-coaching des managers

Suite à l'évaluation de son organisation et de sa culture santé-sécurité par un consultant externe, le Groupe a conçu, testé et lancé en 2022 et 2023 un nouveau programme de formation-coaching destiné à l'ensemble de ses managers, appelé *ENGIE One Safety Culture*. Ce programme, basé sur une approche innovante de coaching, a pour objectif d'améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, les causeries et les revues de performance de façon à promouvoir une culture de sécurité renforcée, notamment auprès des salariés et des intérimaires.

EN 2024, ENGIE a poursuivi le déploiement de la formation-coaching de ses managers opérationnels et fonctionnels. Depuis le lancement du programme, ce sont 8 578 managers qui ont été formés et 5 207 managers qui ont été coachés.

[MDR-A 68c] Le déploiement du programme de formation-coaching à l'ensemble des managers en place devrait être finalisé au terme du premier semestre de 2025. Ce programme sera maintenu dans la durée pour former le flux des nouveaux managers.

Un outil digital unique, One Safety Tool

Dans le cadre du plan de transformation Engie *One Safety*, le Groupe a souhaité mettre en place un outil digital santé-sécurité partagé avec l'ensemble de ses filiales et entités. Les objectifs de cet outil digital transverse, appelé *One Safety Tool* sont multiples, permettre d'harmoniser et d'ancrer les processus et pratiques au sein de l'ensemble du Groupe, évaluer plus finement la maîtrise des risques majeurs au travers d'une collecte standardisée des données et superviser la mise en œuvre des actions de traitement des risques d'accidents graves et mortels.

L'année 2024 a été consacrée :

- au lancement de la conception, à la configuration de l'outil et à son intégration dans l'écosystème digital du Groupe ;
- à la mise en place des premières fonctionnalités destinées à collecter les résultats des visites de sécurité ;
- à la formation de la première vague d'entités (plus de 25 filiales) puis au déploiement d'une première version de l'outil à ce périmètre ;
- à la préparation des nouvelles fonctionnalités de remontée des événements santé-sécurité.

L'amélioration de la qualité de vie au travail et la prévention des risques psychosociaux

Une Newsletter mensuelle dédiée à l'axe de prévention "*No Mind At Risk*" a été publiée en 2024. Elle présente les actualités du Groupe sur le sujet, des bonnes pratiques et actions mises en place localement par les entités, des "trucs & astuces" ainsi que des focus sur des sujets d'intérêt particulier (exemples : la charge mentale, l'hyper-connexion, le multitasking).

La Direction Santé-Sécurité du Groupe a mis en place un nouveau questionnaire de contrôle interne sur la maîtrise des risques psychosociaux élaboré par les Directions Santé-Sécurité, RH et Contrôle Interne (INCOME/COR8c). L'objectif de ce nouveau questionnaire est de permettre aux entités de s'auto-évaluer sur leur maîtrise de ces risques, suivant trois dimensions : la gouvernance, le management du risque et l'amélioration continue. Neuf contrôles permettent aux entités d'identifier d'éventuelles actions correctives à mettre en œuvre. En 2024, le questionnaire a été appliqué sur un nombre limité d'entités de façon à pouvoir le tester et apporter d'éventuelles améliorations.

KPIs et cibles [S1-5, S1-14, S1-15]

Nature et description de l'objectif	Objectif 2030	Reporting 2024	Performance par rapport à l'objectif	IRO correspondants
Taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants	1,5	1,7	Objectif : < 2,0	sécurité au travail
Nombre d'accidents mortels en lien avec les activités du Groupe	0	3	Objectif : 0	sécurité au travail
Taux de mortalité des salariés, intérimaires et sous-traitants	0	0,009	Objectif : 0	sécurité au travail

ENGIE s'est fixé les objectifs suivants qui concernent les salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe, quel que soit leur type de contrat :

- aucun accident du travail grave et mortel parmi les personnes travaillant pour le Groupe ;
- réduction continue du taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt, ce taux de fréquence global intégrant les accidents des salariés, des intérimaires et des sous-traitants ; la valeur maximale du taux de fréquence pour chaque année est établie en fonction de la valeur atteinte l'année précédente.

Indicateurs au périmètre ESRS S1 :

Les résultats présentés dans ce paragraphe prennent en compte les filiales contrôlées par le Groupe (intégration globale) ainsi que les activités conjointes correspondant au périmètre de consolidation financière considéré dans l'État de durabilité, comme demandé par les normes ESRS. Sont pris en compte dans ces résultats l'ensemble des salariés travaillant pour ces filiales et entités, ainsi que les intérimaires.

- pourcentage des salariés et intérimaires couverts par un système de management de la santé-sécurité fondé sur des exigences légales et/ou des normes ou des lignes directrices reconnues de 72% ;
- nombre de décès suite à blessure en lien direct avec les activités professionnelles parmi les salariés et les intérimaires du Groupe de un (dont un salarié) pour un objectif de zéro ;
- nombre de décès suite à blessure en lien direct avec les activités professionnelles parmi les sous-traitants du Groupe de deux, pour un objectif de zéro ;
- nombre de jours perdus en raison d'accidents du travail avec arrêt des salariés et d'accidents mortels des salariés de 18 116 ;
- nombre d'accidents avec et sans arrêt de salariés de 1 111 ;
- nombre d'accidents avec et sans arrêt de salariés et intérimaires de 1 160 ;
- taux de fréquence des accidents avec et sans arrêt des salariés de 6,7 ;
- taux de fréquence des accidents avec et sans arrêt des salariés et des intérimaires de 6,7. Le taux de fréquence des accidents avec et sans arrêt est calculé de la façon suivante :
  - TRIR [1] = (Nombre de traitement médical + accident avec aménagement de poste + accident avec arrêt + accidents mortels) x 10^6 / Nombre d'heures travaillées ;
- nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles reconnus de salariés, selon la réglementation locale, de 45.

Indicateurs spécifiques :

Les indicateurs spécifiques au Groupe (taux de mortalité et taux de fréquence des accidents avec arrêt) sont intégrés dans le présent état de durabilité de façon à assurer la continuité de l'information par rapport aux indicateurs publiés en 2023.

Les résultats présentés dans ce paragraphe intègrent les entités pour lesquelles le Groupe assure le management opérationnel. ENGIE dispose du management opérationnel lorsque le Groupe a la maîtrise ou la capacité d'influencer la conduite et la réalisation des activités santé et sécurité. Pour l'ensemble de ces entités, les indicateurs présentés intègrent 100 % des salariés, intérimaires et sous-traitants.

- **[information spécifique de l'entité]** Taux de mortalité des salariés, intérimaires et sous-traitants de 0,009 pour un objectif de zéro. Ce taux de mortalité est défini par la norme internationale GRI-403 (publiée par la Global Reporting Initiative) relative à la publication d'indicateurs de performance concernant la santé-sécurité au travail. Il est calculé de la façon suivante, en intégrant les données relatives aux salariés, intérimaires et sous-traitants : taux de mortalité = (Nombre de décès suite à accident du travail) x10^6 / Nombres d'heures travaillées ;
- **[information spécifique de l'entité]** Taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés, des intérimaires et des sous-traitants travaillant pour le Groupe de 1,7 inférieur à l'objectif maximum de l'année de 2,0 ; le taux de fréquence des accidents avec arrêt est calculé de la façon suivante, en intégrant les données relatives aux salariés, intérimaires et sous-traitants : LTIR [2] = (Nombre d'accidents de travail avec arrêt + nombre de décès suite à accident) x 10^6 / Nombres d'heures travaillées ;
- **[information spécifique de l'entité]** Taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt des salariés de 2,0.

Les accidents de trajet ne sont pas comptabilisés dans les accidents de travail compte tenu que les trajets ne sont pas réalisés sous la responsabilité du Groupe, sauf si les moyens de transport utilisés pour ces trajets sont affrétés par le Groupe.

3.1.3.3 Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie) [ESRS S2]

Introduction [SBM-3, S2-1, S2-3, S2-4]

Description des types de travailleurs dans la chaîne de valeur [SBM-3]

[SBM-3 11] Dans le cadre des achats hors énergie, les travailleurs de la chaîne de valeur susceptibles d'être affectés par les activités d'ENGIE sont les salariés des Fournisseurs.

[SBM-3 11a] Au sein du Groupe, l'expression "Fournisseur" vise les entreprises externes avec lesquelles le Groupe et ses entités ont une relation contractuelle directe, ce qui comprend :

- les entreprises qui fournissent un bien (les fournisseurs) ;
- les entreprises qui effectuent une prestation de service pour ENGIE, en plus ou non d'une fourniture d'un bien (les sous-traitants).

La présente Section s'applique aux Fournisseurs et à leurs salariés ainsi qu'à leurs propres fournisseurs, constitutifs de la chaine d'approvisionnement d'ENGIE, également désignés par l'expression "travailleurs de la chaine de valeur", sauf indication contraire.

[SBM-3 11a i-v] Parmi les Fournisseurs, les sous-traitants interviennent sur les sites de l'entreprise sans faire partie intégrante de son personnel, comme les installateurs qui assurent la mise en place et le bon fonctionnement des équipements, les professionnels du *facility management*, etc. Ces sous-traitants sont tous soumis aux mêmes risques et impacts quelle que soit la nature de l'équipement ou de la prestation de service qu'ils fournissent.

[SBM-3 11d] Dans le cadre de son exercice de double matérialité, ENGIE a identifié des impacts, risques et opportunités concernant les travailleurs de la chaîne de valeur.

ENGIE applique dans ses activités les principes énoncés par les conventions de l'OIT relatives aux droits fondamentaux des travailleurs (interdiction du travail forcé et du travail des enfants, non-discrimination, négociation de convention collective et liberté syndicale), à la santé et au bien-être des travailleurs, ainsi qu'aux conditions de travail décentes (salaire, temps de travail…). Ces principes s'appliquent à l'ensemble des travailleurs de la chaine de valeur.

Les Fournisseurs doivent traiter leurs employés de manière équitable et avec dignité. Dans le cas où la loi et la réglementation ne spécifient pas de salaire minimum, les Fournisseurs doivent s'assurer que les salaires versés soient équitables ou permettent de satisfaire davantage que les besoins primaires. Ces principes sont contenus dans la Politique de vigilance - droits humains.

(1) *TRIR : « Total Recordable Incident Rate »*
(2) *LTIR : « Lost Time Injury Rate »*

[SBM-3 11e] ENGIE est également confronté à des risques juridiques et réputationnels, tels que le paiement d'amendes, les coûts de remise en conformité, les frais de justice et les indemnités, au cas où le Groupe ne respecterait pas les obligations liées au devoir de vigilance.

[SBM-3 11c] En parallèle ENGIE doit prendre en compte des impacts négatifs systémiques comme l'implication involontaire dans la violation des droits fondamentaux et des libertés des travailleurs en raison d'achats effectués dans des secteurs et/ou géographies considérés comme "à risque", ce qui pourrait constituer un risque pour ses activités.

[SBM-3 12] Les achats d'ENGIE portent sur des produits et services provenant d'industries et/ou de zones géographiques fort différentes les unes des autres, certaines pouvant être plus ou moins à risque en termes de droits des travailleurs et soumis à des réglementations en la matière plus ou moins strictes et appliquées. De ce fait, le Groupe est conscient que sa chaine de valeur est exposée à des impacts négatifs spécifiques liés par exemple au non-respect des droits des travailleurs, à des accidents ou à des incidents involontaires entraînant des blessures, des problèmes de santé ou des décès.

Afin d'y remédier et dans le cadre de sa démarche de vigilance achats, ENGIE a identifié les principaux risques liés aux droits de l'homme dans le cadre de ses activités, susceptibles d'avoir un impact sur les travailleurs de sa chaîne de valeur.

[SBM-3 11b] ENGIE s'appuie sur l'analyse de Maplecroft pour identifier les pays à haut risque, en fonction notamment des risques associés au travail des enfants, au travail forcé ou obligatoire. Tous les Fournisseurs situés dans les pays identifiés à haut risque font l'objet d'une *due diligence*. Quant aux Fournisseurs des catégories à haut risque en particulier en ce qui concerne les conditions de travail (éolien, solaire, batteries…), ils font l'objet de *due diligence* renforcées conduites par des experts en intelligence économique ou des prestataires externes spécialisés dans certaines géographies comme la Chine. Ces plans d'actions sont développés dans le "Plan de Vigilance" du Groupe (voir Section 3.2).

[SBM-3 13] À ce jour, six catégories d'achats sont considérées à haut risque au regard des droits humains, de santé-sécurité et/ou de leur impact environnemental :

- panneaux solaires et batteries ;
- éoliennes ;
- équipements électriques ;
- vêtements de travail ;
- équipements informatiques ;
- contrats clé en main EPC.

L'analyse des catégories et l'évaluation du risque pays permettent de créer une matrice de risque avec le concours du réseau des *Category Managers* et le partenaire ESG du Groupe : EcoVadis.

Pour chacune de ces catégories, des plans d'actions spécifiques ont été mis en œuvre, ils impliquent : des dispositions contractuelles renforcées, des audits éthiques et sociaux ou encore le renforcement des règles de santé-sécurité et la diversification du panel fournisseur afin de sélectionner des Fournisseurs présentant un niveau de risque plus faible. Les Fournisseurs des catégories dites "à risque" doivent par ailleurs fournir des informations détaillées sur leur chaine de valeur, y compris l'emplacement de leurs sites de production.

Les éléments relatifs au SBM-2 sont détaillés dans la Section 3.1.1.2.3 "Implication des parties prenantes".

Stratégie globale et politiques [S2-1]

[S2-1 17] Les politiques du Groupe, au premier rang desquelles la Politique de vigilance - droits humains, s'appuient sur les standards internationaux de protection des droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter a minima, quelles que soient les législations locales.

[S2-1 17a] En particulier, ces politiques s'appuient sur les normes internationalement reconnues applicables aux travailleurs de la chaîne de valeur, notamment sur les principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme.

[S2-1 17b] L'approche globale liée au respect des droits humains par le Groupe est décrite dans la Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains". Cette approche globale s'applique aux travailleurs de la chaîne de valeur. La déclinaison de cette approche pour les travailleurs de la chaîne de valeur ainsi que les mesures spécifiques s'appliquant à eux pour les impacts matériels et les risques identifiés par le Groupe sont décrites dans cette partie.

Ceci s'inscrit également dans le cadre du **plan de vigilance** du Groupe qui inclut la démarche de vigilance achats telle que détaillée dans la Section 3.2.1.5 "Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie" et sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance

[S2-1 17c] Conformément à son devoir de vigilance, le Groupe cherche à identifier les risques liés aux activités de ses Fournisseurs, lorsque celles-ci sont rattachées à la relation commerciale conjointe. En particulier, en cas de risques identifiés, il met en place des mesures de vigilance approfondies, notamment des *due diligence* avant d'entamer la relation contractuelle, ainsi que l'insertion de dispositions contractuelles sur le respect des droits humains et l'évaluation des pratiques du Fournisseur tout au long de la relation contractuelle.

[S2-1 17] La gestion et l'identification des risques chez ENGIE sont assurées par la mise en œuvre du processus de vigilance des achats qui comprend :

- une cartographie des risques, dont le mode opératoire est décrit au point **[SBM-3 13]** ;
- un processus de sélection des Fournisseurs reposant notamment sur une évaluation ESG (EcoVadis), la mise en œuvre de la politique de *due diligence*, des plans de gestion associés prenant en compte les critères d'éligibilité des Fournisseurs et la mesure de la performance des Fournisseurs avec des plans d'amélioration associés. Ces plans peuvent inclure des audits, des dispositions contractuelles spécifiques pour limiter les risques. Un plan de réduction des risques est systématiquement mis en place pour les Fournisseurs ayant une note EcoVadis inférieure à 45/100.

Les principes et règles relatifs à l'identification et la gestion des risques sont intégrés dans le système de management des achats ainsi que dans les processus opérationnels d'achat incluant les exigences du Code de conduite Éthique (qui a remplacé la Charte Éthique en 2023), les Politiques ESG, la Politique de Santé-Sécurité, le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs, la Politique de *due diligence* pour les Fournisseurs Directs et les Sous-Traitants, et la Politique de Sous-traitance.

[S2-1 18] Les politiques qu'ENGIE a adoptées pour gérer ses impacts matériels sur les travailleurs de la chaîne de valeur ainsi que les risques importants qui y sont associés sont principalement :

- la Politique de vigilance - droits humains (voir Section 3.1.3.1) ;
- le Code de conduite éthique ;
- le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs.

Les politiques d'ENGIE prohibent explicitement le travail forcé, le trafic d'êtres humains et le travail des enfants dans l'ensemble de ses activités, y compris celles de ses Fournisseurs.

À ce titre, le Code de conduite éthique d'ENGIE :

- proscrit toute forme de travail forcé, le travail des enfants et attend que ce principe soit respecté par l'ensemble de ses tierces parties ;
- prévoit spécifiquement que les tierces parties doivent offrir des conditions de travail décentes à leurs salariés, conformes aux principes et engagements d'ENGIE.

[MDR-P 65a] La Charte Achats d'ENGIE souligne les engagements du Groupe en matière de durabilité et de droits humains, tout en assurant des pratiques éthiques dans ses chaînes d'approvisionnement.

[MDR-P]	La Charte Achats
Champ d'application [MDR-P 65b]	La Charte Achats prévoit que les engagements et les exigences d'ENGIE doivent être mis en œuvre dans ses relations avec les Fournisseurs et à travers toutes ses chaines d'approvisionnement.
Responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Charte Achats est mise en œuvre par la Direction des Achats du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	Le groupe ENGIE est engagé dans le *Global Compact* des Nations Unies, aligné sur les Objectifs de Développement Durable (ODD) ainsi que l'Accord de Paris et s'assure du respect des droits humains dans ses opérations. ENGIE s'engage également à respecter les standards internationaux, notamment ceux de l'Organisation Internationale du Travail, et refuse toute forme de violation des droits humains ou d'atteinte à l'intégrité.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	L'ensemble des engagements précités sont intégrés dans les contrats des Fournisseurs, par le biais d'une Clause éthique et développement durable que le Groupe inclut dans tout contrat d'achats quel que soit leur montant.

[S2-1 19] En ce qui concerne les travailleurs de la chaine de valeur d'ENGIE, en 2024, aucun cas n'a été signalé de non-respect (i) des principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme, (ii) de la déclaration de l'OIT relative aux principes et droits fondamentaux au travail ou (iii) des principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales.

Mécanisme d'alerte [S2-3]

[S2-3 27a, 27b] ENGIE a mis en place un mécanisme d'alerte unique permettant à l'ensemble de ses parties prenantes, y compris les travailleurs de la chaîne de valeur, de signaler toute atteinte à leurs droits. L'approche générale et les procédures pour procéder à la réparation ou y contribuer lorsqu'un impact négatif sur les personnes est constaté, la manière dont le Groupe évalue l'efficacité de la solution apportée et l'adoption de politiques pour protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs sont décrits dans les Sections 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" et 3.2.3 "Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements".

[S2-3 27c, 27d] Le mécanisme d'alerte est un outil important pour informer ENGIE de son impact sur les individus et les groupes. Les griefs peuvent être de toute nature, y compris d'ordre social ou environnemental et les impacts négatifs identifiés doivent faire l'objet d'une remédiation adaptée. Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe sont décrites dans les Sections 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" et 3.2.3 "Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements".

Ce dispositif d'alerte permet aux travailleurs de la chaine de valeur de contacter ENGIE pour faire part des atteintes dont ils sont victimes. Le travailleur est protégé par le processus d'alerte qui est géré par un tiers garantissant son anonymat.

Les processus par lesquels ENGIE encourage la mise à disposition de ce dispositif, la manière dont le Groupe surveille et suit les questions soulevées et traitées, et dont il garantit l'efficacité du dispositif sont décrits dans les Sections 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" et 3.2.3 "Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements".

Le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs invite les Fournisseurs à signaler tout incident éthique concernant ENGIE au moyen du dispositif d'alerte ENGIE dont l'adresse leur est communiquée.

[S2-3 28] Les modalités de communication du dispositif auprès des parties prenantes sont décrites dans les Sections 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" et 3.2.3 "Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements". Les parties prenantes peuvent utiliser ce dispositif pour faire part de leurs préoccupations ou de leurs besoins et demander d'y remédier.

[S2-4 36] Aucun problème ou incident grave en matière de Droits de l'Homme lié aux communautés affectées n'a été signalé en 2024.

Ressources et gouvernance [S2-4]

[S2-4 38] ENGIE consacre des ressources internes à la gestion des impacts matériels sur les travailleurs de sa chaîne de valeur. Ces ressources sont utilisées pour former des équipes spécialisées chargées de mener des *due diligences* auprès des Fournisseurs et d'auditer les sites identifiés comme à risque à la suite de ces *due diligences*, notamment dans les secteurs ou régions présentant des risques élevés de violations des droits humains. Le mécanisme d'alerte fait partie intégrante de ce processus permettant de détecter et de traiter rapidement les problèmes potentiels.

Cette démarche s'inscrit dans le cadre du **plan de vigilance** du Groupe qui inclut la démarche de vigilance achats détaillée dans la Section 3.2 et sur le site internet à l'adresse : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Conditions de travail relatives à la santé-sécurité des travailleurs de la chaine de valeur [2-2, 2-4, 2-5]

IRO Matériels

- **Impact négatif** : exposition des travailleurs de la chaîne de valeur à des risques pouvant porter atteinte à leur intégrité physique (accidents) et psychologique (risques psychosociaux, pénibilité du travail) sur les sites d'ENGIE ;
- **Risque** : risque réputationnel dans les cas d'accidents graves impliquant les travailleurs de la chaîne de valeur de l'entreprise ;
- **Opportunité** : amélioration de la compétitivité d'ENGIE dans le cadre de réponse à des appels d'offre (cahier des charges incluant la santé-sécurité).

Processus [S2-2]

Le Groupe souhaite que ses sous-traitants intervenant sur les sites et chantiers du Groupe puissent bénéficier du même niveau de santé-sécurité au travail que ses salariés.

Les éléments relatifs à la politique santé-sécurité sont détaillés dans la Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs".

[S2-2 22] Cette ambition, intégrée à la Politique Santé-Sécurité d'ENGIE, conduit à accorder une attention particulière à la prévention des risques auxquels les sous-traitants du Groupe peuvent être exposés sur ses sites et chantiers.

Compte tenu de son accidentologie, en particulier grave et mortelle, le Groupe a décidé de prioriser la prévention de ce type d'accident pour l'ensemble des personnes travaillant pour son compte sur ses sites et chantiers : salariés, intérimaires et sous-traitants. S'il est entendu que tous les sous-traitants sont soumis aux mêmes règles santé-sécurité prévues dans la clause éthique du Contrat, des règles plus strictes sont néanmoins prévues pour les sous-traitants qui interviennent sur les sites et chantiers du Groupe.

La Politique Santé-Sécurité du Groupe fixe un objectif clair pour la santé-sécurité des sous-traitants : garantir un niveau de prévention et de protection au moins équivalent à celui des salariés.

Pour ce faire cette politique identifie un certain nombre de leviers à mettre en œuvre par les entités :

- les critères de sélection des sous-traitants doivent intégrer la prévention des risques pour la santé et la sécurité ;
- les clauses des contrats avec les sous-traitants doivent comprendre des obligations santé sécurité à respecter ;
- le nombre de niveaux de contractualisation est limité et tout sous-traitant de rang deux doit être approuvé par ENGIE.

Ces leviers sont déclinés dans les règles du Groupe relatives au management de la santé-sécurité des sous-traitants ainsi que dans les règles relatives aux processus d'achat de prestations à des entreprises extérieures.

Par ailleurs, les sous-traitants sont tenus d'informer leurs employés et sous-traitants des exigences de santé et sécurité d'ENGIE et d'assurer leur application.

[S2-2 22d] L'accord intégrant la Politique Santé-Sécurité en annexe est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : www.engie.com/news/accord-social-mondial.

[S2-2 22a, 22b] Concernant le management de la santé-sécurité des sous-traitants, ENGIE a mis en place un certain nombre de processus dédiés.

Ces processus sont décrits notamment dans une Règle Groupe santé-sécurité dédiée aux sous-traitants (RG02). Elle présente les différents processus santé-sécurité applicables aux travaux sous-traités à des entreprises extérieures :

- la qualification de l'entreprise consistant à évaluer sa maturité en santé-sécurité, le niveau de risque associé à la prestation et les actions correctives nécessaires à mettre en œuvre ;
- la sélection du sous-traitant notamment sur la base de réponses à un questionnaire, de critères santé-sécurité fonction de la prestation et de la capacité de l'entreprise à répondre aux attendus du Groupe ;
- l'intégration dans le contrat de clauses dédiées à la santé-sécurité, synthétisant les dispositions génériques du Groupe et spécifiques au contrat qui seront à appliquer. Elles imposent notamment aux sous-traitants de démontrer que les règles de sécurité d'ENGIE sont une condition contractuelle pour leurs propres sous-contractants et qu'ils sont en capacité de répondre aux exigences du Groupe ;
- la mise en œuvre d'étapes obligatoires pour réaliser la prestation, telles que la préparation du travail, la vérification et le contrôle de la qualité et de l'exhaustivité de la documentation, l'accueil sécurité des opérateurs, la réunion de lancement des travaux ;
- la coordination et la supervision des travaux intégrant notamment des visites de sécurité, des inspections et des audits ;
- **[S2-2 22e]** l'évaluation en cours et en fin de prestation de la performance santé-sécurité de l'entreprise qui a réalisé les travaux.

Par ailleurs, les spécificités liées à l'intervention des sous-traitants lors d'un projet industriel dans le cadre des activités du Groupe sont traitées au travers de référentiels spécifiques qui viennent compléter la Règle Groupe sur la santé-sécurité des sous-traitants.

Actions [S2-4]

En 2021, ENGIE a confié à un consultant spécialisé l'évaluation de son système de management de la santé-sécurité, de la maturité de sa culture dans ce domaine et l'analyse des écarts par rapport aux meilleures pratiques dans l'industrie. Les recommandations émises par le consultant ont conduit à la définition puis la mise en œuvre du plan de transformation santé-sécurité ENGIE *One Safety*.

[S2-4 34a, 34b] Ce plan de transformation comprend notamment des formations spécifiques pour les managers, des actions de sensibilisation de toutes les personnes travaillant pour le Groupe, salariés, intérimaires et Fournisseurs, ainsi que des audits réguliers dédiés à la prévention des accidents graves et mortels sur les sites et chantiers d'ENGIE.

Par ailleurs, le Groupe a défini une feuille de route pour l'année 2024 dédiée à la prévention des accidents touchant les sous-traitants mise en œuvre conjointement par les filières santé-sécurité, projets et achats. Cette feuille de route comprend notamment :

- la mise en place d'indicateurs spécifiques pour maitriser la maturité santé-sécurité des sous-traitants réalisant des activités techniques pour le compte du Groupe ;
- le déploiement d'une formation obligatoire concernant les processus de qualification et de sélection des sous-traitants ;

- le déploiement d'un questionnaire de qualification des sous-traitants décliné en différentes versions suivant la taille de l'entreprise et la complexité des travaux à réaliser ;
- la publication de lignes directrices sur les exigences en matière de santé-sécurité à intégrer dans les contrats (principalement pour les grands projets de construction) ;
- la réalisation par les managers de visites de sécurité et d'audits des sous-traitants dont ils sont les donneurs d'ordre ;
- la prise en compte des risques auxquels sont exposés les sous-traitants lors des audits internes du Groupe sur le management des risques majeurs ;
- la mise en ligne d'un site internet dédié, abritant de la documentation santé-sécurité destinée à l'externe dont l'accueil sécurité d'ENGIE pour les sous-traitants

Les éléments relatifs à **[S2-4, 32b, 32d, 33a, 33c]** sont détaillés dans la Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs".

KPIs et cibles [S2-5]

Concernant la santé-sécurité de ses salariés, sous-traitants et intérimaires intervenant sur les sites et chantiers du Groupe, ENGIE s'est donné pour objectif d'éradiquer les accidents graves et mortels dans les meilleurs délais et de poursuivre la diminution du taux de fréquence des accidents avec arrêt. Ce plan s'inscrit dans la politique plus large de l'entreprise de garantir des conditions de travail décentes pour ses collaborateurs, avec un accent particulier sur la santé-sécurité et le respect des droits humains.

[S2-5 42a, 42b, 42c] ENGIE pilote sa performance santé-sécurité principalement au travers de deux indicateurs qui intègrent l'accidentologie des salariés, sous-traitants et intérimaires pour lesquels des objectifs maximaux sont fixés chaque année :

- le taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants : 1,7 ;
- le taux de mortalité des salariés, intérimaires et sous-traitants : 0,009 avec un objectif de zéro.

ENGIE utilise des méthodes standardisées pour calculer et surveiller ses indicateurs, notamment en s'appuyant sur des processus internes de contrôle et des outils d'évaluation des risques en matière de droits humains et de santé-sécurité. Les hypothèses clés incluent une participation active des entités opérationnelles et l'implication des collaborateurs dans les processus de formation et de prévention. Les données relatives aux indicateurs sont validées par des organismes tiers.

L'entreprise n'a pas engagé directement les travailleurs de la chaine de valeur, leurs représentants légitimes ou d'autres intermédiaires dans le processus de définition des objectifs.

Les méthodes suivies sont développées dans le paragraphe indicateurs spécifiques de la section 3.1.3.2.5 - Santé et sécurité des travailleurs.

Conditions de travail décentes [2-2, 2-4, 2-5]

IROs matériels

- **Impact négatif :** Participation à la violation des droits fondamentaux et des libertés des travailleurs dans la chaîne de valeur par l'achat de produits ou de services provenant de secteurs à haut risque.
- **Impact positif :** Contribuer à l'accès à un emploi décent pour les travailleurs de la chaîne de valeur, notamment dans le cadre des activités liées à la Transition juste.
- **Risque :** Risques juridiques et de réputation (paiement d'amendes, coûts de remise en état, frais de procédure et paiement de dommages-intérêts) en cas de manquement au devoir de diligence.

Processus [S2-2]

Les travailleurs de la chaine de valeur susceptibles d'être affectés par les activités d'ENGIE sont les salariés des Fournisseurs. Ils sont définis en introduction de la section 3.1.3.3 - Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie) au point **[SBM-3, 11]**.

[S2-2 22] Les politiques d'achats responsables et de responsabilité sociétale permettent de gérer les impacts matériels, les risques et les opportunités pour les travailleurs de la chaine de valeur.

[S2-2 22b, 22c] Toutes les entités du Groupe doivent évaluer annuellement leurs activités au regard de leurs impacts sur les droits humains via une grille d'auto-diagnostic dédiée. Le pilotage et l'analyse de ces résultats est assuré par la Direction Éthique, *Compliance* & *Privacy* (DECP).

[S2-2 23] ENGIE a pour ambition de réduire son nombre de fournisseurs afin de favoriser des partenariats stratégiques et durables ce qui permettra de mieux rendre compte des perspectives des travailleurs de la chaine de valeur. Ainsi, ENGIE maximisera la valeur de chaine d'approvisionnement tout en favorisant l'innovation, la durabilité et la résilience.

Le Groupe n'est pas en mesure de publier les informations relatives aux modalités d'engagement avec les travailleurs de la chaine de valeur **[S2-2, 22a, 22d, 22e]**.

Actions [S2-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
[S2-4, 32b] Prévenir les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe dans les pays à risque : *due diligence* renforcée	Action menée en 2024	Amélioration de la capacité à suivre et à rendre compte de la formation et de la conformité des Fournisseurs en temps réel, améliorant ainsi la surveillance et la gestion des risques.	L'outil s'applique à toutes les entités du Groupe ainsi qu'aux principaux Fournisseurs.	Annuelle
Mise en œuvre d'un plan de formation obligatoire sur l'éthique des relations avec les fournisseurs et la diligence raisonnable dans les processus d'achat.	Action menée en 2024	Amélioration de la conformité des Fournisseurs avec les normes éthiques et sociales ; atténuation des risques dans la chaîne d'approvisionnement.	L'ensemble de la filière Achat est formée sur ce sujet.	Annuelle

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Réaliser des audits éthiques sur les sites de production dans des secteurs à haut risque, tels que les panneaux solaires et les éoliennes.	Action menée en 2024	Amélioration de la conformité des Fournisseurs avec les normes éthiques et sociales ; atténuation des risques dans la chaîne d'approvisionnement.	Les audits incluent des visites de site, des revues documentaires et des interviews avec les employés. Ils sont effectués soit par ENGIE, soit par des tiers indépendants. Ils sont le cas échéant suivis par des plans d'actions correctifs.	Annuelle
Dans les régions du Moyen-Orient, réaliser des audits spécifiques sur les bases de vie des ouvriers, en particulier sur les chantiers et autres sites de travail.	Action menée en 2024	Amélioration des conditions de vie et de travail des ouvriers sur les sites de chantier dans la région du Moyen-Orient.	Audits ciblés sur les bases de vie des ouvriers dans des zones géographiques à risque, principalement sur les sites de chantier. Ils sont le cas échéant suivis par des plans d'action correctifs.	Annuelle

[S2-4 32a] ENGIE a mis en place des actions concrètes pour gérer les impacts matériels, les risques et les opportunités concernant les travailleurs de la chaîne de valeur. Dans le cadre de la démarche de vigilance du Groupe, un plan d'actions spécifiques de vigilance approfondi pour identifier les risques de pratiques de travail forcé dans les chaines d'approvisionnement du Groupe situées en Chine a été mis en place dès 2020. Ces éléments sont détaillés dans les exigences de diligence légale, contenus dans le Plan de Vigilance, à la section 3.2.1.1 "Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains".

[S2-4 33a, 33b] Par ailleurs, ENGIE adapte son approche de gestion des impacts matériels liés aux travailleurs de la chaine de valeur en fonction des risques (issus des catégories d'achats et des pays de production) et des types de fournisseurs (stratégiques, préférentiels, majeurs, transactionnels). Chaque catégorie d'achats décline les politiques et processus internes du Groupe en fonction des spécificités et criticité susmentionnées.

[S2-4 34a, 34b, 35] Par exemple, au sein de la catégorie Project & Construction et pour les fournisseurs avec un volume d'achat élevé et/ou des contrats à long terme, ENGIE applique un processus de sélection spécifique visant à évaluer la pertinence de la politique Santé-Sécurité d'un fournisseur avant son intégration à un appel d'offres, dans le cadre d'un processus d'onboarding.

Ensuite, la qualification du fournisseur inclut un questionnaire de *due diligence* pour évaluer la gestion de la santé et sécurité, ainsi que les droits humains via des analyses séparées. Cette analyse conclut à un niveau de risque faible, moyen ou élevé déterminant les actions correctives nécessaires telles que l'exclusion du fournisseur ou du sous-traitant, ou l'obligation de mettre en place certaines actions pour pouvoir être intégré à un appel d'offres futur.

[S2-4 32a, b, c, d] Ces informations sont résumées dans le tableau des actions ci-dessus.

KPIs et cibles [S2-5]

ENGIE utilise des méthodes standardisées pour calculer et surveiller ses indicateurs. Cela inclut des processus internes de contrôle et des outils d'évaluation des risques liés aux droits humains et à la santé-sécurité. Les entités opérationnelles et les collaborateurs participent activement aux formations et aux actions de prévention. Le Groupe étudie les modalités opérationnelles pour être en mesure de collecter les informations nécessaires à la publication de ces indicateurs.

3.1.3.4 Travailleurs de la chaîne de valeur (Energie) [S2]

Concernant le sujet des travailleurs de la chaîne de valeur dans le domaine de l'énergie, les IRO matériels sont :

- Impact négatif : implication dans la violation des libertés et droits fondamentaux des travailleurs de la chaîne de valeur (en énergie) pour les activités d'achats d'énergie à haut risque potentiel.
- Risques : risques juridiques et réputationnels (paiement des amendes, frais de remédiation, frais de procédure et paiement de dommages et intérêts) en cas de manquement au devoir de vigilanc.

Introduction [SBM-3]

Global Energy Management & Sales (GEMS) est l'entité opérationnelle d'ENGIE en charge des achats en énergie durable du Groupe. GEMS couvre la majorité des activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE.

Les activités d'approvisionnement en énergie couvertes par GEMS sont par exemple le gaz naturel (y compris le GNL), la biomasse, le biométhane, l'énergie (renouvelable), les crédits carbone, les garanties d'origine, les crédits internationaux d'énergie renouvelable (I-REC), l'hydrogène, l'ammoniac, etc.

Description des types de travailleurs dans la chaîne de valeur touchée [SBM-3]

[SBM-3 11] Les travailleurs de la chaîne de valeur sont ceux des fournisseurs d'énergie directs. Leur géographie est mondiale puisque les activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE couvrent le monde entier. En faisant preuve de diligence raisonnable sur les contreparties, la relation d'affaires et les chaînes d'approvisionnement, ENGIE tente d'identifier quels sont les travailleurs dans sa chaîne de valeur et si ses activités contribuent directement ou indirectement à la violation des droits et libertés fondamentaux de ces travailleurs. En fonction du pays d'origine et de l'activité, des risques élevés peuvent survenir en lien avec les travailleurs de sa chaîne de valeur. Ce sont les employés des entreprises de la chaîne d'approvisionnement en énergie amont qui sont considérés comme étant les travailleurs de la chaîne de valeur et par conséquent couverts par l'identification des risques sociaux et sociétaux.

Si la chaîne d'approvisionnement énergétique amont est connue, les risques potentiels concernant les travailleurs de la chaîne de valeur peuvent être identifiés. En effet, pour les

volumes achetés sur les places de marché virtuelles par exemple, la chaîne d'approvisionnement en énergie amont est inconnue et alors ces risques ne peuvent pas être identifiés.

En 2024, aucun cas d'impact négatif significatif sur les travailleurs de la chaîne de valeur dans les relations d'affaires existantes n'a été identifié.

Politiques et processus [S2-1 16, S2-1 17a]

Les risques sociaux et environnementaux liés aux activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE ont été identifiés comme un enjeu de vigilance spécifique pour le Groupe. ENGIE s'engage à s'approvisionner et à fournir de l'énergie tout en prévenant ou en atténuant les risques d'impacts négatifs sur les personnes et l'environnement liés à ces activités, y compris la violation des droits et libertés fondamentaux des travailleurs dans sa chaîne de valeur.

Les risques environnementaux et sociaux dans les différentes chaînes d'approvisionnement énergétique sont identifiés via une recherche documentaire basée sur les informations du domaine public, puis évalués, et surveillés par l'équipe ESG. Le cas échéant, des mesures raisonnables sont prises pour atténuer les risques identifiés.

Processus de diligence raisonnable

Le processus de diligence raisonnable de la chaîne d'approvisionnement vise à s'assurer qu'ENGIE n'entre en relation d'affaire qu'avec des fournisseurs qui respectent les mêmes engagements que les siens en matière de droits humains, de libertés fondamentales, de santé et de sécurité humaines et d'environnement.

Lorsque la *due diligence* sur la performance ESG des fournisseurs d'énergie montre que les politiques ESG de ces contreparties ne sont pas publiées (par exemple les politiques de droits humains ou celles de santé et sécurité), un questionnaire ESG est envoyé au fournisseur d'énergie pour recueillir des informations supplémentaires. Selon les renseignements alors recueillis, des mesures d'atténuation peuvent être demandées. Les mesures d'atténuation sont par exemple l'inclusion de conditions ESG dans le contrat ou même l'arrêt de la relation commerciale avec la contrepartie.

Pour des relations d'affaires spécifiques à haut risque, une évaluation indépendante des risques sociaux et environnementaux peut être demandée. Un exemple de relations d'affaires potentiellement à haut risque est l'approvisionnement en biomasse auprès de contreparties actives dans des pays à risque de déforestation.

[S2-2 22] La violation par le fournisseur des droits humains et des libertés fondamentales des travailleurs dans la chaîne de valeur n'est pas acceptable pour ENGIE et constitue un signal d'alarme si aucune mesure d'atténuation adéquate ne peut être prise.

Les fournisseurs peuvent prouver qu'ils ont mis en place des critères de performance sociaux et environnementaux élevés en fournissant un certificat délivré par un organisme de certification ESG indépendant. Pour les activités spécifiques à haut risque, telles que l'approvisionnement en biomasse, ENGIE n'accepte que la biomasse certifiée durable PEFC provenant de sources non-controversées, bois contrôlé FSC, SBP ou un schéma volontaire équivalent reconnu par la Commission européenne dans le cadre de la directive EU RED II. Ces schémas de durabilité couvrent également les risques potentiels de violations de droits humains des travailleurs dans la chaine de valeur.

Sur la base des informations fournies, l'équipe ESG formule ses recommandations sur la manière de poursuivre ou non la relation d'affaires (potentielle).

Afin que les normes demandées soient répercutées tout au long de la chaîne d'approvisionnement, le contrat comprend des conditions sur la base desquelles les fournisseurs sont invités à surveiller et à appliquer ces normes dans leurs propres opérations et chaîne d'approvisionnement, ainsi qu'à apporter des améliorations pour répondre ou dépasser les attentes du Groupe et celles de ses clients, comme indiqué dans son plan de vigilance.

ENGIE s'inscrit dans une démarche d'amélioration continue et s'engage à améliorer la performance sociale et environnementale des chaînes d'approvisionnement énergétique.

Les risques sociaux et environnementaux sont évalués régulièrement. Si un fournisseur est classé à haut risque, une revue périodique annuelle est effectuée Dans le cas contraire, l'évaluation est revue tous les trois ans. Les évaluations de ces risques sont documentés afin de s'assurer que les risques identifiés sont pris en compte lors de discussions avec les fournisseurs d'énergie approuvés ESG.

Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie de GEMS

L'approche ci-dessus est pleinement soutenue par le Directeur Général de *Global Energy Management & Sales* (GEMS) et se reflète dans la politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie de GEMS. Cette politique de vigilance demande aux fournisseurs de surveiller et d'appliquer en permanence des normes ESG élevées dans leurs propres opérations et leur chaîne d'approvisionnement, conformément aux politiques environnementales et sociales d'ENGIE.

[MDR-P 65a] La Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie de GEMS prévoit que les engagements et les exigences d'ENGIE seront mis en œuvre dans ses relations avec les Fournisseurs et à travers les chaines d'approvisionnement.

[MDR-P]	Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie
Champ d'application [MDR-P 65b]	La Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie de *Global Energy Management & Sales* (GEMS) couvre les activités d'achat en énergie de GEMS. GEMS prend en charge la majorité des activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Direction de GEMS, avec l'appui et la surveillance de l'équipe ESG de GEMS.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	Le groupe ENGIE est engagé dans le *Global Compact* des Nations Unies, aligné sur les Objectifs de Développement Durable (ODD) ainsi que l'Accord de Paris et s'assure du respect des droits humains dans ses opérations. ENGIE s'engage également à respecter les standards internationaux, notamment ceux de l'Organisation Internationale du Travail, et refuse toute forme de violation des droits humains ou d'atteinte à l'intégrité.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La protection des droits humains et de l'environnement sont intégrés dans les contrats des Fournisseurs, par le biais d'une clause éthique et/ou une clause ESG spécifique.

Actions et ressources dédiées (S2-4 31)

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Diligence stricte en matière d'ESG à l'égard des fournisseurs d'énergie	Action menée en 2024	Ne pas accepter d'intégrer des fournisseurs qui ne respectent pas les normes environnementales ou sociales d'Engie.	Activités mondiales d'achat et de gestion d'énergie de GEMS auprès de tiers (pas de projets ENGIE)	Annuelle
Élaboration de lignes directrices ESG par produit d'approvisionnement (gaz de schiste, biomasse, biométhane, crédits carbone, iREC, énergie renouvelable).	Action menée en 2024	Créer une cohérence mondiale pour GEMS sur l'approche ESG	Activités mondiales d'achat et de gestion d'énergie de GEMS auprès de tiers (pas de projets ENGIE)	Annuelle
Devenir membre de l'Initiative pour un approvisionnement responsable en matières premières (RECOSI)	Action menée en 2024	Influencer, avec ses pairs, l'augmentation de la performance ESG de la chaîne d'approvisionnement en gaz de GEMS.	Fournisseurs de gaz - dans le monde entier du portefeuille GEMS	Annuelle

***Due diligence* stricte [S2-4 32a, 32d, 33a, 33c]**

Une équipe dédiée est formée sur le terrain pour fournir une diligence raisonnable sur les chaînes d'approvisionnement énergétiques (complexes). Les membres de l'équipe sont situés en Europe, aux États-Unis et à Singapour pour couvrir les activités mondiales.

Pour les activités d'achat d'énergie à haut risque potentiel, des directives ESG opérationnelles sont élaborées pour créer une cohérence à l'échelle mondiale. Des lignes directrices ont ensuite été élaborées par activité pour la biomasse, le gaz naturel, les I-REC, le biométhane, les crédits carbone et les énergies renouvelables. De nouvelles lignes directrices seront élaborées au fur et à mesure des besoins. De plus, la méthodologie de diligence raisonnable est décrite sur un document disponible et l'équipe ESG dispose pour ses examens réguliers de directives en versions préliminaires.

Pour les risques ESG (potentiels) élevés identifiés, un examen périodique est effectué par l'équipe ESG, sur la base duquel il peut être décidé si d'autres mesures d'atténuation doivent être prises ou si la relation d'affaires doit être résiliée.

Conditions contractuelles

Les risques sociaux et environnementaux sont reflétés dans des conditions incluses dans les clauses éthiques intégrées aux contrats demandant aux fournisseurs de protéger l'environnement et les droits humains, ces derniers incluant l'interdiction d'avoir recours au travail des enfants et à toute forme de travail forcé ou obligatoire. Le cas échéant, d'éventuelles autres dispositions contractuelles seront exigées, afin de s'assurer que les risques environnementaux et sociaux sont correctement pris en compte par les fournisseurs. Dans la clause éthique, il est fait référence à la "Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie de GEMS" pour couvrir les risques potentiels dans la chaîne de valeur.

KPI et données

ENGIE est en train de définir des indicateurs liés à la détérioration des qualités environnementales et sociales des sources alternatives de la chaîne d'approvisionnement achetées dans un contexte d'instabilité des marchés et de raréfaction des ressources. Ces mesures seront divulguées lorsqu'elles seront définies.

3.1.3.5 Communautés affectées [ESRS S3]

Introduction [SBM-2, SBM-3, S3-1, S3-2, S3-3, S3-4]

[ESRS-2 SBM-2 AR3] ENGIE s'est engagé à respecter les droits humains internationalement reconnus et à ne pas porter atteinte aux droits des parties prenantes potentiellement affectées par ses activités. Le Groupe vise aussi à maximiser les effets positifs de ses activités pour les territoires et les populations. Parmi elles, les communautés affectées ont une importance particulière au regard des activités du Groupe.

[ESRS-2 SBM-2 AR4] En tant qu'entreprise énergétique mondiale, ENGIE dépend des institutions et des infrastructures locales. La confiance et les bonnes relations avec les communautés locales et les personnes qui y vivent sont d'une importance capitale pour les activités d'ENGIE. Les intérêts, le point de vue et les droits des communautés affectées, notamment les droits humains, sont pris en compte par le Groupe, en particulier au niveau local, projet par projet. Ainsi, le Groupe s'efforce d'évaluer régulièrement et à tous les stades des projets les conséquences potentielles de son activité sur les communautés et veille à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation.

[S3-1 16a, 16b] L'approche du Groupe concernant l'interaction avec les communautés affectées est basée sur des cadres internationaux clés qui définissent les principes des Droits de l'Homme pour les entreprises (voir Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains"). Pour structurer son dialogue avec ses parties prenantes, le Groupe dispose de différents processus : d'abord un processus de cartographie pour identifier les parties prenantes, puis un processus pour mener les analyses de risques et enfin un processus de mise en œuvre de plans d'action pour mener à bien un dialogue intègre, ouvert, transparent permettant l'écoute des besoins, des préoccupations et des attentes de ces communautés affectées. Cette démarche de dialogue est décrite dans la Politique d'engagement avec les parties prenantes du Groupe disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE - Politique Engagement Parties Prenantes.pdf. Elle intègre une disposition spécifique aux communautés affectées, dont les peuples autochtones et les communautés locales. La politique et la stratégie d'engagement du Groupe sont détaillées dans la partie "Stratégie d'engagement avec les communautés affectées" de la présente Section.

IROs matériels [SBM-2, SBM-3]

Dans le cadre de son exercice de double matérialité, ENGIE a identifié des IROs regroupés en deux sous-enjeux : (i) Dialogue et droits des communautés affectées (impacts négatifs et risques) (ii) Ancrage territorial (impact positif).

Le tableau ci-dessous présente un rappel de ces impacts et risques regroupés par sous-enjeu :

Impacts positifs	Impacts négatifs	Risques
DIALOGUE ET DROITS DES COMMUNAUTÉS AFFECTÉES		
• Néant	• Impacts sur les communautés en raison d'incidents industriels • Impact des opérations du Groupe sur les droits des communautés • Impact des activités de la chaîne de valeur (amont) sur les communautés	• Remise en cause de l'autorisation d'exploitation et risque d'arrêt des projets ou de recours juridiques intentés par les communautés affectées • Risques opérationnels, financiers et juridiques
ANCRAGE TERRITORIAL		
• Création d'emplois et contribution à la richesse locale des territoires	• Néant	• Néant

La description des IROs est présentée dans la Section 3.1.1.4.2.

IROs matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique d'ENGIE

[SBM-3 9c] Les activités d'ENGIE ont un impact positif sur un grand nombre de personnes, en particulier celles vivant ou travaillant dans les zones d'opérations du Groupe. Les activités du Groupe ont un impact local en termes d'emplois et de contribution à la richesse des pays dans lesquels il opère, ce qui profite aussi aux membres de ces communautés locales.

Des initiatives sociales découlant des besoins identifiés lors des consultations avec les communautés affectées sont déployées. Il peut s'agir, par exemple, d'un accès à l'énergie, de mesures d'amélioration de la qualité de vie, pour les populations voisines de projets, de bénéficier directement d'infrastructures ou d'initiatives communautaires qui favorisent le développement local durable et l'accès à l'énergie propre, d'accords de collaboration conclus avec des groupes locaux dans le cadre de programmes de reforestation, de mesures visant à préserver les réserves d'eau d'une région ou d'ateliers et de discussions de sensibilisation à différentes actions organisées avec les résidents locaux, les écoles et les universités.

[SBM-3 9b] Les activités d'ENGIE peuvent néanmoins avoir des impacts négatifs sur les communautés en particulier celles vivant à proximité de ses projets ou de ses sites industriels.

Les principaux enjeux liés aux droits humains des communautés sont les suivants :

- santé des populations environnantes ;
- conditions de vie des populations environnantes (nourriture, eau, logement, culture, accès aux ressources…) et au droit à un environnement sain ;
- relogement des populations ;
- lutte contre la répression des opposants aux projets du Groupe.

Les activités d'ENGIE présentent notamment des risques d'accident industriel susceptibles de causer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement compte tenu des différentes installations industrielles que le Groupe exploite pour son compte ou celui de clients. Les activités nucléaires présentent, quant à elles, des risques de sûreté nucléaire pouvant impacter les communautés.

Par ailleurs, les activités du Groupe peuvent présenter des risques inhérents d'atteinte grave aux conditions de vie et au droit à un environnement sain des communautés entourant les sites. Lors de la construction de parcs solaires par exemple, il peut exister des risques pour les zones de biodiversité, pour les sites archéologiques et pour les communautés.

Ces impacts sont liés à des incidents ponctuels propres aux activités industrielles du Groupe ou pouvant être liés à une relation d'affaires en particulier. ENGIE prend également en considération les impacts sur les communautés affectées qui peuvent résulter de la transition énergétique comme lors de la fermeture de centrales charbon.

Les impacts sur les communautés peuvent également résulter de questions environnementales telles que :

- le changement climatique du fait d'investissements dans des projets d'énergie renouvelable susceptibles d'avoir un impact sur les terres, territoires et ressources naturelles des communautés ;
- la pollution émise par exemple par un site industriel pouvant porter atteinte à la santé des communautés ;
- les ressources en eau du fait par exemple de la possibilité de générer un impact négatif sur l'accès à l'eau potable des communautés lorsque l'entreprise prélève de l'eau dans des zones exposées à un stress hydrique ;
- la biodiversité et les écosystèmes du fait des impacts des activités industrielles qui pourraient détériorer l'environnement des communautés ou compromettre la qualité de vie de ces habitants ;
- l'utilisation des ressources et l'économie circulaire du fait par exemple d'une mauvaise gestion de déchets dangereux susceptible d'avoir un impact négatif sur la santé des communautés.

[SBM-3 9d] Ces impacts négatifs présentent des risques de différentes natures pour le Groupe tels que des risques opérationnels, financiers et juridiques. Les projets du Groupe pourraient ainsi être remis en cause et contraints d'être à l'arrêt ou annulés en cas de climat conflictuel dû à une consultation des parties prenantes inadéquate ou d'un manque d'acceptabilité du projet pouvant conduire à une perte d'engagement des parties prenantes. **[SBM-3 11]** Ces risques concernent l'ensemble des communautés affectées sans distinction de certains groupes en particulier.

[SBM-3 9] Toutes les communautés sur lesquelles le Groupe est susceptible d'avoir des impacts matériels, notamment par le biais de ses activités sont incluses dans les informations publiées.

[SBM-3 9a] Les communautés susceptibles d'être affectées par le Groupe sont les groupes de personnes vivant ou travaillant dans les zones d'opérations du Groupe, à proximité des sites ou d'infrastructures industriels, ainsi que ceux qui sont concernés par certaines activités en amont de chaînes d'approvisionnement du Groupe et qui sont affectés ou susceptibles d'être affectés par ces opérations. Il peut également s'agir de communautés plus éloignées potentiellement affectées par les activités menées sur ces sites (dans le cas d'une pollution de l'eau en aval, par exemple).

Zones géographiques et principales activités concernées en fonction des types de communautés

Riverains (communautés urbaines, rurales et agricoles)	• Toutes zones géographiques	Infrastructures (distribution, stockage de gaz), unités de production (centrales nucléaires, gaz, biométhane), renouvelable (éolien, solaire, barrages), stockage par batteries
Communautés vulnérables (populations autochtones, minorité ethnique)	• États-Unis, Canada : terres amérindiennes, territoire traditionnel des Premières Nations (terres autochtones) • Brésil, Chili, Mexique, Pérou : communautés indigènes, quilombolas ou traditionnelles au Brésil, peuples autochtones de Calama ou de la région Antofagasta au Chili, communauté Mapuche au Chili, localités indigènes dans les états du Yucatán et de Campeche au Mexique, etc. • Afrique du nord, Asie du sud-est, Australie) : populations autochtones ; Arabie saoudite (populations autochtones, peuples nomades), Polynésie française et Nouvelle Calédonie (peuples autochtones et tribaux)	Infrastructures (transport et distribution de gaz et/ou d'électricité), renouvelable (éolien, solaire, barrages), production hydrogène, stockage par batteries
Communautés environnantes (pêcheurs, agriculteurs, chasseurs, etc)	• France, Europe, Brésil • Toutes zones pour l'agriculture	Renouvelable (éolien en mer et barrages pour la pêche, éolien et solaire pour l'agriculture)
Défenseurs des droits humains	• Toutes zones géographiques	Toute activité

[SBM-3 10] Une vigilance approfondie est portée aux communautés les plus vulnérables, comme les populations autochtones, et aux personnes les plus vulnérables au sein des communautés, tant en termes d'identification de ces personnes que pour la gestion des impacts. À cet effet, ENGIE se réfère aux traités internationaux relatifs à la situation des femmes, des enfants, des populations autochtones, des minorités ou des personnes handicapées.

Le Groupe exerce également une vigilance particulière dans des pays ou zones considérés à "hauts risques" en matière de droits humains, comme les zones de conflits, si le Groupe devait avoir des activités dans ces zones, en identifiant et en tenant compte des risques spécifiques pour les communautés potentiellement affectées de ces zones et en mettant en place un plan d'action permettant de gérer les risques identifiés.

Stratégie globale

Politique mise en place [S3-1]

[S3-1 14] La Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" décrit l'approche globale liée au respect des droits humains par le Groupe et présente la Politique de vigilance - droits humains du Groupe qui s'applique à l'ensemble des communautés pour la gestion des impacts et des risques matériels.

Le Groupe s'appuie également sur différentes politiques transverses ou spécifiques à certains enjeux, telle que la Politique d'engagement avec les parties prenantes.

[S3-1 16a, S3-2 23] L'engagement d'ENGIE à respecter les droits humains des communautés affectées est énoncé dans sa Politique de vigilance - droits humains. Le Groupe est particulièrement attentif aux conséquences de ses activités sur le droit à la santé et à un environnement sain des communautés locales ainsi que sur leur droit de propriété, leur droit à un niveau de vie suffisant (qui comprend l'eau, la nourriture, le logement) et leur accès aux ressources naturelles. Dans des situations de déplacement de populations, il s'assure que les principes internationaux sont respectés et en particulier que les communautés déplacées aient donné un consentement, préalable, libre et éclairé ainsi que leur accord sur une indemnisation juste et adéquate.

[S3-1 15, S3-2 23] ENGIE prend spécifiquement en compte les situations des populations autochtones et s'engage à respecter leurs droits tels que définis dans la déclaration de l'ONU sur les droits des peuples autochtones et dans la convention relative aux peuples indigènes et tribaux n°169 de l'OIT.

[S3-1 16c] Pour remédier aux impacts sur les communautés, un plan sociétal prévoyant les actions à mener dans le cadre d'une concertation avec les parties prenantes est établi comme le prévoit la Politique d'engagement avec les parties prenantes. L'objectif d'ENGIE est d'avoir 100% des activités industrielles couvertes d'ici 2030 (voir la partie "Cibles" de la présente Section).

[S3-1 17] Les politiques du Groupe s'appuient sur les standards internationaux de protection des droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter a minima, quelles que soient les législations locales. En particulier, ces politiques s'appuient sur les normes internationalement reconnues applicables aux communautés, et aux peuples autochtones, notamment sur les Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et les Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales. De plus amples informations sont disponibles dans la Section 3.1.3.1. En avril 2023, une plainte a été déposée par des ONG auprès du point de contact national néerlandais de l'OCDE contre ENGIE et d'autres entreprises, alléguant que les entreprises n'ont pas respecté les normes attendues d'elles par les Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales en ce qui concerne des actes graves qui auraient eu lieu dans certaines zones de production d'anciens fournisseurs de charbon du Groupe en Colombie. ENGIE a pleinement coopéré dans cette instruction. En 2024, les plaignants ont décidé de retirer la plainte contre ENGIE.

Stratégie d'engagement avec les communautés affectées [S3-2]

[S3-2 21] Les processus d'interaction avec les parties prenantes sont pour le Groupe non seulement un moyen de mieux comprendre leurs attentes, de réduire les risques juridiques et réputationnels, mais aussi de mieux s'intégrer dans le territoire. Face aux enjeux sociétaux croissants, le groupe ENGIE a souhaité formuler des principes applicables dans les relations avec ses parties prenantes et déployer un ensemble de moyens visant à accompagner les mutations du contexte dans lequel il évolue et à faire face aux défis d'aujourd'hui. Aussi, le Groupe dispose d'une Politique d'engagement avec les parties prenantes déployée au travers d'outils internes à destination de ses entités opérationnelles. La politique est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE - Politique Engagement Parties Prenantes.pdf. Ces outils sont construits sur la base des normes internationales en vigueur, telle que l'ISO 26000 ou l'AA1000. L'engagement des communautés affectées doit ainsi être garanti tout au long du cycle de vie des projets. **[S3-2 21a]** Projet par projet et en fonction des risques identifiés, une stratégie et un plan d'engagement sont définis afin de recueillir les points de vue des communautés affectées. **[S3-2 21b]** La fréquence des interactions est propre à chaque projet, elles ont lieu au plus proche du territoire généralement sous forme de réunions publiques. **[S3-2 21c]** Les *Business developers* ou les responsables de site sont chargés de veiller à la mise en œuvre des actions de dialogue avec les communautés affectées sous la responsabilité des *Country managers*.

[S3-2 21d] Chaque année, chaque site ou activité opérationnelle évalue son niveau de dialogue avec ses parties prenantes en s'appuyant sur le référentiel mis en place sur l'ensemble du Groupe. Ce référentiel d'auto-évaluation est basé sur la norme AA1000 – relative à la gestion des parties prenantes et produite par l'ONG Accountability, institution internationale reconnue dans le domaine de la Durabilité.

Le processus d'engagement décrit dans ce référentiel se compose de plusieurs étapes spécifiques, chacune visant à assurer une interaction efficace avec les parties prenantes (engagement structuré, transparent et bénéfique pour toutes les parties impliquées).

La compilation des données des sites opérationnels est assurée par la Direction ESG du Groupe, qui propose une méthodologie standard pour structurer les démarches de dialogue avec les parties prenantes, répondre à l'évaluation du référentiel et permettre l'agrégation des données au niveau Groupe. Cette méthode contribue au calcul de l'indicateur lié à l'objectif d'une couverture à 100% des activités par un dialogue avec les parties prenantes.

[S3-2 22] La stratégie et le plan d'engagement sont définis en tenant compte des spécificités des communautés affectées et notamment de leur particulière vulnérabilité.

Exemple : illustration des processus d'interaction avec les communautés affectées

Au Royaume-Uni, ENGIE engage le dialogue avec les communautés locales par ses projets de production de biométhane. ENGIE a récemment lancé une consultation concernant son projet d'installation de digestion anaérobie dans l'est de Long Lane dans le Yorkshire, une initiative qui vise à renforcer l'engagement envers les communautés locales. Ce projet est conçu pour transformer les déchets organiques en énergie renouvelable, contribuant ainsi à la réduction des déchets et à la lutte contre le changement climatique. En impliquant les résidents dans le processus de consultation, ENGIE cherche à atténuer les préoccupations liées à l'impact environnemental et à garantir que les voix locales soient entendues. Cette démarche proactive permet de favoriser une meilleure acceptation du projet, mais aussi qui crée par ailleurs des opportunités économiques pour la région, tout en répondant aux défis de durabilité auxquels les communautés font face aujourd'hui.

Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations [S3-3]

[S3-3 27a] Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe, les procédures pour procéder à la réparation lorsqu'un impact négatif sur les personnes est constaté, la manière dont le Groupe évalue l'efficacité de la solution apportée et l'adoption de politiques pour protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs sont décrites dans la Section 3.1.4.1.5.

[S3-3 27b] Au niveau local, et selon les risques qu'elles ont identifiés, les entités mettent également en place des mécanismes adaptés au niveau opérationnel pour permettre à chacun qui s'estime lésé par les activités du Groupe de l'alerter.

[S3-3 27c] Il est demandé aux entités que l'existence des mécanismes de réclamations mis en place au niveau local et au niveau du Groupe soit communiquée auprès des parties prenantes externes y compris dans le cadre du dialogue engagé avec les parties prenantes.

Ressources et gouvernance [S3-4]

[S3-4 38] En ce qui concerne les ressources allouées à la gestion des impacts matériels, la Politique de vigilance - droits humains prévoit les processus, tant au niveau du Groupe qu'au niveau des entités, pour s'assurer de gérer les risques et détaille les fonctions internes qui sont en charge de les mettre en œuvre.

[MDR-A 68d, 68e, 69a] Chaque GBU et entité s'assure du respect des engagements droits humains du Groupe dans leur périmètre d'activité. La Politique de vigilance - droits humains est déployée au sein des GBU et des entités par la filière juridique et éthique ainsi que par les autres directions concernées (voir Section 3.1.4.1 "Éthique et conduite des affaires").

Il convient aussi de souligner la contribution des *Country Sustainability Officers*, des *Local Societal Officers*, des *Business developers*, des responsables de site et des équipes de la Direction ESG au niveau *Corporate*.

Dans certaines situations, ENGIE a recours à des experts externes en matière de droits humains et de communautés affectées, par exemple pour conduire une analyse d'impacts droits humains et participer au dialogue avec les parties prenantes.

Dialogue et droits des communautés affectées [S3-4, S3-5]

[S3-4 32a, 32b] L'approche globale concernant les actions du Groupe visant à prévenir ou atténuer les impacts négatifs matériels sur les communautés affectées est décrite dans la Section 3.1.3.1 ainsi que dans la partie "Politique mise en place" de la présente Section. Les dispositions en place pour assurer la sécurité industrielle ainsi que celles pour assurer la sûreté nucléaire sont décrites dans la Section 3.1.4.3.3 "Sécurité industrielle". Les impacts sur les communautés pouvant résulter d'impacts environnementaux sont gérés par le biais de processus décrits dans la Section 3.1.2 "Informations environnementales". La mise en œuvre des politiques ESG et des études environnementales comportant des mesures compensatoires, d'atténuation et d'autorisation environnementale nécessaires pour toutes les activités permet également de gérer les risques pour les communautés.

Les activités du Groupe peuvent par exemple générer des incidents ponctuels en termes de pollution de l'air, de l'eau et des sols. Dans ce cas, des procédures de crise sont déclenchées afin de remédier aux impacts négatifs, d'analyser l'origine de l'incident et de mettre en place des actions correctives. Lorsqu'il s'agit d'impacts négatifs liés aux évolutions de l'activité comme des restructurations et des fermetures d'actifs, des actions d'accompagnement sont mises en œuvre pour assurer une transition résiliente du territoire et donc des communautés affectées.

Actions [S3-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Mettre en œuvre le plan de vigilance du Groupe (approches de vigilance droits humains, ESG, santé-sécurité, sûreté, achats)	Action menée en 2024	Contribution à la réalisation des objectifs des politiques en matière de vigilance Identification, prévention et gestion des impacts négatifs sur les communautés affectées et traitement des incidents relatifs aux droits humains de manière appropriée	Activités du Groupe, celles de ses sociétés contrôlées et activités de ses sous-traitants ou fournisseurs avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie	Annuel
Déployer des plans sociétaux intégrant les principes, les méthodologies et les actions à mener dans le cadre d'une concertation avec les parties prenantes	Action menée en 2024	Un plan sociétal pour chaque activité industrielle	Toutes les activités du Groupe	Annuel
Mettre en place des plans de remédiation par les équipes opérationnelles en fonction des risques identifiés.	Action menée en 2024	En cas d'impact, prise de mesures adaptées pour accompagner les communautés affectées en coopération avec les autorités compétentes	Toutes les activités du Groupe	Annuel

Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessus. Toutefois, compte tenu de la nature des dépenses, celles-ci sont considérées comme potentiellement n'ayant pas d'impact financier significatif.

Quelques exemples illustrant des actions entreprises pour prévenir, atténuer ou remédier aux impacts négatifs sur les communautés affectées (voir la Section 3.1.1.4.2 "Impacts, risques et opportunités matériels"), sont présentés ci-dessous :

Exemple : Mexique

Le projet de gazoduc Cuxtal II passant au travers de Tabasco, Chiapas, Campeche et du Yucatan résulte de plus de trois ans de négociations avec la Commission Fédérale de l'Électricité (CFE) et d'une période de consultation pour les communautés affectées de février 2022 à janvier 2024. Ce processus s'est déroulé conformément aux dispositions de la législation mexicaine et de la Convention 169 de l'Organisation internationale du travail sur les peuples tribaux et indigènes.

ENGIE Mexico a organisé 217 réunions auxquelles ont participé près de 15 000 personnes. L'objectif du processus de consultation était, d'une part, d'établir les initiatives par lesquelles ENGIE se mettra en relation avec les communautés et les parties prenantes qui se trouvent dans la zone d'influence du projet afin de traiter les impacts sociaux qui seront générés dans les phases de préparation, de construction et d'exploitation et, d'autre part, de prendre en considération leurs conditions sociales et leurs besoins, notamment ceux des populations indigènes, dans une perspective de droits de l'homme et de partage de valeur.

L'évaluation de l'impact social a déterminé l'existence de 38 localités indigènes dans les États du Yucatán et de Campeche, pour lesquelles un processus de consultation préalable, libre et éclairé était obligatoire. Le processus a été mené par le ministre de l'Énergie et, après un processus historique, 100% des communautés ont donné leur accord pour le développement du projet. ENGIE a mis en place un plan de gestion sociale visant à prévenir et à atténuer les impacts, à communiquer avec les communautés locales (emplacement, durée, taille, portée et objectif du projet ; plaintes et suggestions) et à développer des investissements sociaux (accès à l'énergie propre, à l'eau potable, réduction de l'empreinte environnementale). Dans le cadre des accords, la mise en œuvre de 129 avantages sociaux a été décidée. À ce jour, ENGIE Mexico a commencé à les mettre en œuvre pour les achever en décembre 2024.

ENGIE Mexico a également décidé de mettre en œuvre un programme pour les fournisseurs locaux afin de les former et de les intégrer dans les chaînes de valeur et d'approvisionnement conformément aux politiques de l'entreprise, consolidant ainsi l'impact local positif et le statut des fournisseurs potentiels, en les engageant à respecter les exigences environnementales, sociales, économiques et de gouvernance de l'entreprise. ENGIE est devenue la première entreprise mondiale à obtenir en janvier 2025 une accréditation de l'ONU (méthodologie UNFC et UNRMS) pour sa stratégie intégrée visant à renforcer et à développer des chaînes d'approvisionnement locales durables dans le cadre de ce projet.

Exemple : Chili

Le parc éolien de Calama est situé sur les hauts plateaux de la région d'Antofagasta, au Chili. ENGIE a développé des relations avec six des communautés indigènes de l'Atacama. Conformément à la politique d'engagement avec les parties prenantes d'ENGIE et dans le cadre de groupes de travail permanents, des projets ont été développés depuis 2021 pour l'accès à l'énergie propre dans les espaces publics, tels que l'installation de panneaux solaires dans des bâtiments publics, culturels ou historiques d'Ayquina, et de la ville de Caspana, ainsi qu'un travail permanent de soutien aux communautés concernant leurs différents besoins et urgences ainsi que les festivités traditionnelles et patrimoniales.

Un autre projet concerne la municipalité de Maria Elena, au milieu du désert d'Atacama, où a lieu depuis 2022 la construction du plus grand parc de stockage par batteries d'Amérique latine. La stratégie de relations avec les parties prenantes, dont l'objectif principal était de faire connaître et d'améliorer l'acceptabilité de cette nouvelle technologie, s'est concentrée sur un plan de communication avec toutes les parties prenantes afin de les sensibiliser, en mettant l'accent sur le service d'incendie de Maria Elena, qui joue un rôle clé dans la dissipation des peurs concernant les batteries et les accidents possibles. Un plan de travail à long terme a pu être établi, qui prévoit des mesures de mise en œuvre, couvrant tant les vêtements de sécurité et les systèmes de communication, que la formation des pompiers locaux à la lutte contre les incendies dus aux piles et les exercices d'urgence dans le site pendant sa construction et pendant toute la durée d'exploitation.

Exemple : Brésil

La législation brésilienne exige, avant la mise en œuvre des projets, des études d'impact socio-économique et environnemental sur les zones environnantes, qui sont approuvées par les organismes agréés. Après mise en œuvre des projets, les programmes sont maintenus, visant notamment les zones proches des sites. Tous les deux ans, dans le cadre de processus de consultation avec les parties prenantes, une phase de dialogue a lieu avec les communautés, où l'efficacité des actions menées dans le passé et les impressions sur les impacts sociaux positifs et négatifs sont évalués. Sur la base des résultats de cette phase de dialogue, les programmes mis en œuvre sont réévalués, tenant compte du contexte social local, afin de maintenir ou de renforcer les impacts positifs.

Le respect des communautés traditionnelles, peuples indigènes, quilombolas, entre autres, dans les zones proches des sites, en opération ou en cours de développement, fait partie des engagements d'ENGIE. Dans le cadre de la Convention 169 de l'Organisation internationale du travail (OIT), l'interaction avec ces communautés est basée sur le principe de la consultation préalable, libre et éclairée sur les questions qui les concernent et sur le soutien à leur développement socio-économique, d'une manière compatible avec leur culture en garantissant la préservation de leurs droits.

Les initiatives déployées en 2023 concernant la communauté Bela Vista do Piató Quilombo Remnant, dans la zone rurale d'Assú, près du site photovoltaïque Assú Sol et de la zone d'influence du complexe photovoltaïque d'Assú V illustrent ces engagements d'ENGIE. Tout au long de l'année, des réunions ont été organisées avec les membres de la communauté pour présenter le concept du nouveau projet, répondre aux questions, écouter leurs opinions et établir une communication directe avec ENGIE Brasil Energia. À la suite de ces réunions, un diagnostic a été établi, dans le but d'identifier le profil socio-économique de la communauté et les demandes liées à son développement durable. En conséquence, une série de mesures socio-environnementales a été élaborée. Ces actions ont été présentées et validées par la communauté ainsi que par l'organisme chargé de délivrer les autorisations, l'Institut pour le développement durable du Rio Grande do Norte pour le développement durable et l'environnement (Idema).

[S3-4 32c] Des initiatives, mises en place dans le but de créer des impacts positifs sur les communautés affectées, sont prises au niveau local le cas échant en fonction des projets et des besoins des territoires.

[S3-4 32d] ENGIE s'est fixé un objectif dédié au dialogue avec les parties prenantes à l'horizon 2030 par la mise en place de plans sociétaux progressivement pour toutes ses activités industrielles. Cet objectif permet d'assurer le déploiement de la démarche de dialogue avec les parties prenantes dans l'ensemble du Groupe et il fait l'objet d'une revue annuelle par le Comité exécutif. L'absence de controverses sur ces sites contribue à témoigner de l'efficacité des mesures mises en place.

[S3-4 33a] Il est demandé à chaque GBU et entité de s'assurer du respect des engagements droits humains du Groupe dans leur périmètre d'activité, notamment d'évaluer le risque de porter atteinte à un droit humain des communautés et de mettre en place les plans d'actions adéquats pour tout risque identifié.

[S3-4 33b] Dans des situations de déplacement de populations, le Groupe s'assure que les principes internationaux sont respectés et en particulier que les communautés déplacées aient donné un consentement, préalable, libre et éclairé ainsi que leur accord sur une indemnisation juste et adéquate. À cette fin, le Groupe s'engage à évaluer régulièrement et à tous les stades des projets les conséquences potentielles de son activité sur les communautés et veille à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation.

[S3-4 33c] Au niveau local, les équipes opérationnelles doivent assurer le suivi de l'efficacité de leurs plans d'actions. Ce suivi et l'évaluation de l'efficacité des actions peuvent être réalisés par le biais de vérifications internes ou externes, par des analyses d'impact, des systèmes de mesure, le retour d'information des parties prenantes, les mécanismes de réclamation et les notations de performance externes. Un reporting annuel des entités vers le Groupe sur les actions mises en œuvre est assuré dans le cadre des processus existants, puis le comité vigilance de suivi inter-directionnel, se réunissant plusieurs fois par an, effectue un suivi de la mise en œuvre des actions. ENGIE contrôle, par exemple, la mise en œuvre de plans sociétaux. Cela implique la collecte de données, l'évaluation des performances et le retour des processus d'information des parties prenantes. De cette façon, ENGIE s'assure de contribuer de manière positive aux communautés. **[S3-4 35]** Aussi, les processus de gestion des risques matériels liés aux communautés affectées sont intégrés dans les processus de gestion des risques de l'entreprise. **[S3-4 38]** Le détail des ressources allouées à la gestion des impacts matériels est décrit dans la partie "Ressources et gouvernance" de la présente Section.

[S3-4 36] Aucun problème ou incident grave en matière de Droits de l'Homme lié aux communautés affectées n'a été signalé en 2024.

Cibles [S3-5]

Nature et description de l'objectif	Objectif 2030	Reporting 2024
Part des activités industrielles dotées d'un plan sociétal pour la concertation avec les parties prenantes locales	100%	54%

[MDR-T 80b] Cet objectif permet d'assurer le déploiement de la démarche de dialogue avec les parties prenantes dans l'ensemble du Groupe. **[MDR-T 80h, 80c, 80e]** Toutes les activités du Groupe sont concernées par cette cible et le suivi est réalisé annuellement.

Ancrage territorial [S3-4, S3-5]

Actions [S3-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Réaliser en 2023/2024 une étude d'empreinte socio-économique du Groupe dans le monde, après une première édition publiée en 2019.	Action menée en 2024	Mesure de la contribution du Groupe au développement économique et social des territoires au bénéfice des populations et des communautés	Pays où le Groupe détient des actifs ou exerce des activités	2024 (non annuel)

Cette étude a été réalisée sur la base des données 2022 pour l'ensemble des activités du Groupe, à savoir les énergies renouvelables, les réseaux, les solutions énergétiques, la production d'énergie et la vente de détail et les autres activités. L'étude couvre les pays où le Groupe détient des actifs ou y exerce des activités. Elle est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-05/Engie%20RI_Version%20FR_2105.pdf.

Le modèle *Local Footprint*® utilisé par le cabinet Utopies pour réaliser cette étude repose sur un détail sectoriel de 380 secteurs économiques construit à partir de dizaines de sources statistiques nationales et internationales actualisées, garantissant la robustesse du modèle et s'inscrit dans une méthodologie régulièrement validée par des cabinets d'audit internationaux.

L'étude présente le nombre d'emplois soutenus dans le monde et la richesse créée sous forme de contribution au produit intérieur brut de chacun des pays. Sur la base des données 2022, ENGIE soutient ainsi plus de 2,2 millions d'emplois dans le monde, soit un coefficient multiplicateur de 23,3 par rapport aux emplois directs, et a généré plus de 125 milliards d'euros de PIB, soit un coefficient multiplicateur de 6,2 par rapport aux dépenses directes du Groupe (achats, fiscalité, salaires).

3.1.3.6 Consommateurs et utilisateurs finals [ESRS S4]

Introduction [SBM-2, SBM-3, S4-1, S4-3]

IROs matériels [SBM-2, SBM-3]

[SBM-2, 8] ENGIE a fait du dialogue avec ses parties prenantes un élément clé d'enrichissement de ses réflexions stratégiques pour accélérer la transition énergétique et créer une valeur durable et partagée (voir Section 3.1.1.2.3 "Implication des parties prenantes"). Les consommateurs et utilisateurs finals, ainsi que leurs représentants (régulateurs, instances locales et nationales, associations de consommateurs, etc.) sont identifiés comme deux des huit catégories de parties prenantes, animées par le Groupe. Leurs besoins, retours d'expérience et attentes sont intégrés dans le déploiement de la stratégie d'ENGIE dans chacun des pays où il opère. Les modalités d'échanges sont détaillées dans les parties traitant des "processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finals" de cette Section.

[SBM-3, 9a, b] Dans le cadre de son analyse de double matérialité, ENGIE a identifié deux impacts positifs, un impact négatif, un risque et une opportunité concernant les consommateurs et utilisateurs finals. Ces cinq IROs s'appliquent à deux sous-enjeux matériels : (i) Transition Juste (impacts positifs, risque et opportunité) et (ii) Protection des données à caractère personnel (impact négatif), traités dans deux sous parties distinctes au sein de cette Section.

Le tableau ci-dessous présente un rappel de ces impacts, risque et opportunité regroupés par sous-enjeu de durabilité :

Impacts positifs	Impacts négatifs	Risques	Opportunités
SOUS-ENJEU N°1 : TRANSITION JUSTE			
• Permettre aux consommateurs et utilisateurs finals de mieux consommer • Permettre aux consommateurs et utilisateurs finals de moins consommer		• Plafonnement réglementaire des prix de l'énergie	• Développement de nouveaux services et de nouvelles offres pour répondre aux besoins et attentes des consommateurs et utilisateurs finals
SOUS-ENJEU N°2 : PROTECTION DES DONNÉES PERSONNELLES			
	• Atteinte à la confidentialité et à la sécurité dans le traitement des informations et données personnelles		

La description de l'ensemble des IROs est présentée dans la Section 3.1.1.4.2 "Impacts, risques et opportunités matériels".

[SBM-3 10a] Les clients en aval de la chaîne de valeur sont des acheteurs d'énergie produite et des consommateurs finals d'énergie (voir Section 3.1.1.2.2 "La chaîne de valeur"). La présente Section ne traite que des consommateurs et utilisateurs finals ; en l'occurrence les clients particuliers directs (de rang 1 de la chaîne de valeur) qui achètent les produits et services de l'entreprise à des fins d'usage personnel. ENGIE dispose d'un portefeuille de 19,1 millions de contrats d'énergie (gaz et électricité) pour lesquels il propose une gamme de services associés d'aide au pilotage de la consommation dans sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas et Roumanie).

[SBM-3 10a ii] Ces produits et services sont susceptibles d'avoir une incidence négative sur les droits à la vie privée et à la protection des données à caractère personnel des consommateurs et utilisateurs finals (impact négatif).

[SBM-3 10c] Les activités de fourniture d'énergie et de services associés ont des impacts positifs sur l'ensemble des consommateurs et utilisateurs finals. ENGIE s'engage dans une démarche d'accompagnement de ses clients particuliers vers une transition énergétique juste et abordable. Sa gamme d'offres d'énergie verte (électricité et gaz) et de services associés permet à la fois d'aider les consommateurs et utilisateurs finals à consommer mieux en réduisant leur impact environnemental et moins, en les encourageant à davantage de sobriété et à devenir des acteurs engagés de leur propre transition énergétique. Cette approche contribue à la Stratégie "Climat" du Groupe (voir Section 3.1.2. "Informations environnementales").

[SBM-3 10b] Toutefois, ces produits et services nécessitent la collecte et le traitement des données personnelles à des fins de contractualisation, facturation, relations post-vente, suivi de la consommation d'énergie, etc. Par conséquent, l'ensemble du périmètre des consommateurs et utilisateurs finals **[SBM-3 11]** sans distinction de caractéristiques ou d'utilisation de produits et services spécifiques, est touché ou susceptible d'être touché par les impacts négatifs découlant **[SBM-3 10b ii]** de tout incident ponctuel portant atteinte au respect de la confidentialité et de la protection des données à caractère personnel.

[SBM-3 10d] Les activités de vente d'énergie présentent un risque financier pour le Groupe dans la mesure où, en cas de forte hausse des prix de l'énergie, les États peuvent être tentés d'adopter des mécanismes de stabilisation, d'amortissement ou de gel des prix de fourniture afin de protéger les consommateurs. Le risque financier lié à la réduction des marges, voire à la non-couverture des coûts peut être important en cas d'absence de compensation supporté par les États. Ce risque est identifié dans les facteurs de risque du Groupe (voir Section 2.2.1 "Risques politiques et réglementaires"). Il est suivi et analysé dans le cadre de la politique de gestion globale des risques.

Enfin, l'engagement d'ENGIE pour une Transition Juste et sa volonté d'accompagner ses clients représentent une opportunité de croissance pour le Groupe par le développement de nouveaux produits et services pour répondre aux besoins de **[SBM-3 12]** l'ensemble des consommateurs et utilisateurs finals et s'adapter en permanence à l'évolution de leurs attentes en matière de consommation durable.

Politiques et stratégie globale [S4-1]

[S4-1 15] La Section 3.1.3.1 décrit l'approche globale liée au respect des droits humains par le Groupe et présente notamment la Politique de vigilance - droits humains, d'application générale. Elle est complétée par des politiques transverses Groupe qui permettent de gérer les incidences importantes positives et négatives, ainsi que les risques et opportunités telles que :

- les politiques ESG (Transition Juste et Engagement avec les parties prenantes) ;
- la politique de protection des données à caractère personnel.

Ces politiques transverses se déclinent au bénéfice des consommateurs et utilisateurs finals.

[MDR-P 65a]

- La **"Politique Transition Juste"** défend le fait qu'une transition vers une économie plus sobre en carbone se doit d'être menée de manière équitable pour toutes les parties prenantes. La déclinaison de cette politique pour les consommateurs et utilisateurs finals couvre les deux impacts positifs – consommer moins et mieux. Elle est détaillée dans la Section 3.1.3.1.
- La **"Politique d'engagement avec les parties prenantes"** engage le Groupe à mener un dialogue ouvert et transparent permettant l'écoute des besoins, des préoccupations et des attentes. Elle permet à la fois de gérer le risque réglementaire lié à l'intervention des États dans les prix de fourniture de l'énergie et l'opportunité de développer de nouvelles offres.

[MDR-P]	Politique d'engagement avec les parties prenantes
Champ d'application [MDR-P 65b]	Cette politique s'applique à l'ensemble des activités du Groupe.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	• Loi Pacte • Devoir de vigilance
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	Cette politique est publique et disponible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE - Politique Engagement Parties Prenantes.pdf

La **"Politique de protection des données à caractère personnel"** engage ENGIE à protéger les données personnelles et la vie privée de ses employés, clients, partenaires, prestataires de services, sous-traitants et fournisseurs dans le cadre de ses activités quotidiennes. Elle est déclinée dans les entités opérationnelles en charge des consommateurs et utilisateurs finals et couvre l'impact négatif.

[MDR-P]	Politique Protection des données à caractère personnel
Champ d'application [MDR-P 65b]	Cette politique s'applique à l'ensemble des activités du Groupe.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	Le *Data Privacy Manager* du Groupe et des pays sont en charge de la mise en œuvre de la politique.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	• Règlement Général de Protection des Données (RGPD) en Europe • Règlementations nationales sur la protection des données
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	Cette politique est publique et disponible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/protection-des-donnees/politique-groupe-de-protection-des-donnes-personnelles

[S4-1 16 a, b, c] Le respect des engagements stratégiques du Groupe en matière de droits humains et notamment l'approche générale, l'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finals et les mesures visant à remédier aux incidences négatives sont traités dans la partie "Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finals de faire part de leurs préoccupations" ci-après.

[S4-1 17] L'alignement des politiques d'ENGIE sur les normes internationalement reconnues applicables en vigueur sont détaillés dans la section 3.1.3.1. Aucun de cas de non-respect des principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et Droits de l'Homme, de la déclaration de l'IOT relative aux principes et droits fondamentaux au travail ou des principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales impliquant des consommateurs et utilisateurs finals n'a été signalé en 2024.

Sous-enjeu Transition Juste [S4-1, S4-2, S4-4, S4-5]

Processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finals [S4-2]

[S4-2 20a] Les interactions au sujet des incidences positives liées à la Transition Juste ont lieu avec (i) les clients directement, (ii) leurs représentants légitimes tels que les associations de consommateurs, les médiateurs de l'énergie (iii) les autorités en charge de la programmation énergétique et du cadre réglementaire (Ministères, régulateurs,...).

[S4-2 20b] Le type d'interactions est différent en fonction des interlocuteurs : avec les consommateurs et utilisateurs finals, il peut s'agir d'échanges téléphoniques ou digitaux (Centre de Relations Clients, formulaire web) quotidiens à leur initiative, d'enquêtes mensuelles de satisfaction ou d'enquêtes marketing et de panels ponctuels pour adapter les offres existantes ou en tester de nouvelles.

Avec leurs représentants, ces échanges peuvent se faire :

- à différents stades de projets de loi (ex : projet de loi pour simplifier l'application d'un bouclier tarifaire pour les clients en cas de crise des prix de l'énergie) ou ponctuellement sur des sujets liés à l'actualité (ex : déclinaison des directives européennes) avec les ministères de tutelle en charge de l'énergie ;
- en réponse à des consultations publiques sur le marché de détail (tarifs réglementés, tarifs et prestations des distributeurs, flexibilité etc.) ou à l'exigence réglementaire de publier diverses données sur les marchés du gaz et de l'électricité avec les régulateurs ;
- à la demande, sur des mesures visant à protéger les consommateurs avec les Associations ou lors d'un bilan annuel sur l'évolution des litiges avec les médiateurs de l'énergie.

[S4-2 20c] Les interactions avec les consommateurs et utilisateurs finals sont de la responsabilité des entités opérationnelles en charge de la commercialisation des produits et services ; les Relations avec les ministères et les régulateurs sont confiées aux équipes responsables des relations publiques dans chaque pays, auxquelles les équipes opérationnelles apportent leur expertise et leur connaissance des contraintes et impacts ; chaque pays ayant sa propre organisation pour traiter ces relations. En France par exemple, ces relations sont confiées à la Direction des Affaires Publiques et se font en lien avec la Direction Générale du Groupe pour certains dossiers et avec le support systématique des équipes en charge des relations institutionnelles.

[S4-20 d] Dans le cadre de ces processus d'interaction, des avancées très concrètes peuvent être observées – à titre d'exemple, en France, ENGIE a coconstruit et continue à faire évoluer de nouvelles références de marché : Label VertVolt avec l'ADEME; définition de la nouvelle référence prix du marché de détail du gaz suite à la fin des tarifs réglementés, avec la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). En Roumanie, ENGIE est partie prenante des discussions avec le gouvernement visant à l'émergence d'un marché du biométhane et a reçu en novembre 2024 la première licence du pays pour exercer l'activité de fourniture de biométhane de la part de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Energie (ANRE).

[S4-2 21] La transition vers une économie neutre en carbone peut avoir des impacts importants sur les consommateurs et utilisateurs finals, notamment les personnes en situation de précarité. Dans son portefeuille de contrats, ENGIE compte environ un million de clients considérés comme précaires (la définition d'un client précaire pouvant différer d'un pays à l'autre en fonction des législations nationales). Le Groupe applique les programmes d'aides nationaux en vigueur (exemple : en France avec le chèque énergie ou en Belgique avec le tarif social) et est en contact régulier avec les organismes (associations de consommateurs, partenaires sociaux) en charge d'assister ces clients particulièrement fragiles. Ces échanges permettent également de créer des services adaptés.

Actions [S4-4]

[S4-4 30] Afin d'accompagner les consommateurs et utilisateurs finals dans leur propre transition énergétique, ENGIE développe une gamme d'offres d'énergie et de services spécifiques :

- des offres d'électricité verte ou de gaz vert pour décarboner la consommation d'énergie ;
- des services permettant de mieux comprendre sa consommation d'énergie et donc de pouvoir agir sur celle-ci comme :
  - la mise à disposition d'outils digitaux (app) pour le suivi et le pilotage de sa consommation (en France : Ma Conso+; en Belgique, Smart App et Energy Monitor pour suivre ses consommations en temps réel en € et kWh) ;
  - l'organisation de défis de réduction de la consommation d'énergie (en France, les Ecodéfis+; en Australie le programme *Reduce & Reward* permettent de recevoir un crédit de facture en contrepartie d'une réduction de sa consommation électrique) ;
  - un Programme d'engagement qui récompense les clients qui consomment mieux et moins en France (Mon Programme pour Agir) ;
  - des offres d'optimisation tarifaire afin de consommer au moment où l'électricité est la moins chère (en Belgique, "Drive App"; en France "Ma recharge intelligente" qui permettent de recharger automatiquement sa voiture électrique au moment le plus opportun) ;
  - des campagnes de sensibilisation à la sobriété énergétique et des conseils pour économiser l'énergie dans chaque pays.

ENGIE développe également des actions spécifiques pour les clients précaires : sensibilisation aux écogestes, collaboration avec des partenaires sociaux, mise à disposition gratuite d'outils pour le suivi de la consommation, lignes téléphoniques dédiées, étalement des paiements.

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Contribuer à une Transition juste et efficace en continuant à développer des offres vertes (gaz et électricité)	Action menée en 2024	Contribution à l'objectif de réduction des émissions carbone du Groupe et à l'ambition de neutralité carbone	Ce développement d'offres vertes concernent sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas, Roumanie)	Annuelle (démarche continue)
Continuer à développer des services d'aide au pilotage de la consommation d'énergie	Action menée en 2024	Contribuer à faire des clients les acteurs de leur transition énergétique en pilotant leur consommation	Ce développement de services concernent sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas, Roumanie)	Annuelle (démarche continue)

[MDR-A 69 c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, considérés comme ayant un impact financier non significatif.

[S4-4 33a] Le Groupe a mis en place un dispositif de gestion des risques qui permet d'évaluer l'exposition aux risques et de s'assurer de la mise en œuvre des plans de traitement (voir Section 2.1.1 "Politiques de gestion globale des risques"). Le risque d'intervention des États pouvant entraîner un plafonnement réglementaire des prix de fourniture de l'énergie est identifié par le Groupe comme un facteur de risque (voir Section 2.2.1.1.) et est traité notamment via le dialogue avec les gouvernements et les régulateurs nationaux. Le Groupe suit également étroitement les évolutions réglementaires et législatives des pays pour les anticiper au mieux et mettre en place des actions pour limiter les effets négatifs sur la rentabilité de ses activités. En 2024, le Groupe n'a pas été sollicité sur la mise en place de telles mesures liées aux prix de fourniture de l'énergie, à l'exception de la Roumanie afin de gérer la fin du mécanisme de plafonnement des prix.

[S4-4 33b] De même, afin de saisir les opportunités de développement pour l'entreprise, les relations établies directement avec les parties prenantes permettent aux équipes de développer de nouvelles offres adaptées aux besoins.

[S4-4 35] Aucun problème ou incident grave en matière de droits de l'homme lié aux consommateurs et utilisateurs finals n'a été signalé en 2024.

Ressources et gouvernance [S4-4]

[S4-4 37] L'ensemble des collaborateurs en charge de l'activité de fourniture d'énergie et de services pour les consommateurs et utilisateurs finals constitue les ressources allouées à la gestion des impacts matériels positifs liés à la Transition Juste.

KPIs et cibles [S4-5]

Rendre l'énergie renouvelable accessible au plus grand nombre de clients via des offres vertes

Nature et description de la cible	Objectif 2030 [MDR-T 80 b)e)]	Reporting 2024 [MDR-T 80 d]	Périmètre de la cible [MDR-T 80 c]	IRO correspondants
Part des contrats d'électricité verte dans le total des contrats d'électricité (en moyenne sur le périmètre européen) *	[90-95%]	89,5%	Les consommateurs et utilisateurs finals dans les pays suivants : Belgique, France, Italie, Pays-Bas et Roumanie	Permettre aux consommateurs et utilisateurs finals de mieux consommer

* *Cible fixée dans le cadre de la réglementation européenne actuellement en vigueur en matière de définition d'un contrat d'électricité verte*

[MDR-T 80a] Cette cible répond aux objectifs de la Transition Juste tels que décrits dans la politique correspondante. **[MDR-T80f)]** Le Groupe s'appuie sur un reporting centralisé recueillant les données de suivi des contrats d'électricité verte fournies par chaque pays. **[41 a)b)c)]** Le Groupe n'a pas engagé directement les consommateurs et utilisateurs finals ou leurs représentants légitimes dans le processus de définition de la cible.

Sous-enjeu Protection des données à caractère personnel [S4-1, S4-2, S4-3,S4-4, S4-5]

Processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finals [S4-2]

[S4-2 20a] Dans le cadre du processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finals au sujet des incidences négatives liées à la Protection des données à caractère personnel, ENGIE est amené à interagir avec : (i) les clients impactés directement (ii) avec l'organisme externe en charge de la bonne application de la règlementation en vigueur dans chaque pays (exemple : en France, la Commission Nationale Informations et Libertés – CNIL).

[S4-2 20b] Le type d'interaction peut être différent en fonction des interlocuteurs et de la situation :

- les clients peuvent être amenés à contacter ENGIE pour lui signaler un incident de violation de données; ces contacts se font alors par téléphone ou via une boîte générique dédiée. À l'inverse, lorsque ENGIE détecte un incident susceptible d'engendrer un risque élevé pour les droits et libertés des clients, une communication est faite auprès de ceux-ci par mail ou courrier ;
- lorsque la criticité de la violation des données l'exige, ENGIE déclare systématiquement l'incident dans un délai imparti (en fonction des réglementations locales) auprès de l'autorité compétente via un formulaire de notification défini par celle-ci.

[S4-2 20c] La supervision de l'éthique et de la *compliance* au sein du Groupe est décrite en Section 3.1.4.1.1. Elle s'applique également au sujet de la protection des données.

[S4-2 20d] Les interactions avec les consommateurs et utilisateurs finals et leurs représentants permettent d'identifier des leviers d'amélioration liés aux processus (exemple : processus de validation des adresses mail) ; les cas de violation de données partagés avec les autorités sont également l'occasion d'échanges sur les actions préventives à mener.

[S4-2 21] Le point de vue de l'ensemble des consommateurs et utilisateurs finals est recueilli de manière identique, sans distinction particulière.

Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finals de faire part de leurs préoccupations [S4-3]

[S4-3 25a] Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe, les procédures de réparation lorsqu'un impact négatif sur les personnes est constaté, la manière dont le Groupe évalue l'efficacité de la solution apportée et l'adoption de politiques pour protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs sont décrits dans la Section 3.1.4.1.5. En ce qui concerne les consommateurs et utilisateurs finals, des mécanismes de réclamations sont mis en place dans le respect de réglementations locales édictées par les régulateurs et/ou médiateurs de chaque pays.

[S4-3 25b] Des canaux spécifiques sont mis en place dans les entités opérationnelles pour les consommateurs et utilisateurs finals : téléphonique (Centres de Relation Clientèle), adresses mail dédiées qui renvoient directement vers les *Data Privacy Officers* (DPO) ou vers les autorités compétentes. Un portail web est également accessible au niveau Groupe et permet de déclarer une potentielle violation de données (https://engiegbs.service-now.com/gdpr_portal?id=gdpr_home) et/ou de saisir directement l'autorité compétente.

[S4-3 25c] Il est demandé aux entités que l'existence des dispositifs d'alertes Groupe et/ou des canaux de remontée des incidences négatives locaux mis en place pour les consommateurs et utilisateurs finals soit communiquée auprès des parties prenantes (partenaires commerciaux, etc.).

[S4-3 25d] ENGIE assure un suivi de la volumétrie des déclarations d'incidents traitées en interne (directement adressées à ENGIE) et externes (adressées à l'autorité compétente).

[S4-3 26] L'existence des canaux est rappelé sur les sites Internet de chacun des pays. La politique globale du Groupe visant à protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs est traitée dans la Section 3.1.4.1.5 "Signalement et rapport des incidents éthiques - Traitement des incidents éthiques".

Actions [S4-4]

[S4-4 30] La démarche Analyse des Risques du Groupe inclut le risque *Data Privacy* (voir Section 3.1.4.1.2 "Évaluation des risques éthiques") et vise notamment le risque lié à l'atteinte aux données personnelles et le risque de non-conformité au Règlement européen sur la protection des données personnelles (RGPD) et à d'autres réglementations locales relatives à la protection des données personnelles applicables (exemples : *Consumer Data Right* en Australie ou *Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de Los Particulares* au Mexique). Dans ce contexte, le Groupe s'est doté depuis 2019 d'une politique et de procédures spécifiques, déclinées pour les consommateurs et utilisateurs finals.

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Continuer à appliquer la politique de protection des données personnelles des clients du Groupe	Action menée en 2024	Assurer la protection, la confidentialité et la sécurité des données personnelles de nos clients	La protection des données personnelles concerne sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas et Roumanie)	Annuelle (démarche continue)

[MDR-A 69 c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, considérés comme ayant un impact financier non significatif.

[S4-4 31a] ENGIE met en place de nombreuses actions d'ordre organisationnel et technique pour prévenir, atténuer ou corriger les incidences négatives :

- en termes d'organisation, la présence d'un *Data Protection Officer* (DPO) au niveau de chaque compagnie du Groupe et d'un *Data Privacy Manager* (DPM) dans chaque organisation, en charge du déploiement et de la bonne application de la politique de protection des données personnelles dans leur domaine d'activités. À l'échelle européenne, il existe un *Data Privacy Management System* (DPMS) dont l'objectif est de mesurer la conformité des activités avec la politique et la régulation. Ces activités englobent celles relatives à la mise en œuvre de la gouvernance, au déploiement de sessions de sensibilisation et de formation, à la conformité des traitements avec la législation et au traitement des violations de données ;
- une évaluation du risque Protection des données est réalisé chaque année par les entités puis consolidée au niveau Groupe dans le cadre de la démarche d'analyse annuelle de management des risques ;
- une procédure de contrôle interne pour vérifier le respect du management de la protection des données personnelles avec la mise en place d'audits externes et internes pour évaluer la mise en œuvre des politiques et définir, le cas échéant des actions d'amélioration ;
- l'intégration de la dimension "Protection des données" en amont des projets ("Privacy by design") ;
- l'encadrement de l'utilisation des données dans les contrats signés avec les sous-traitants, en veillant à ce que les données partagées soient soumises aux mêmes obligations que celles développées par ENGIE ;
- l'application stricte d'une politique de conservation des données ;
- la sensibilisation des collaborateurs à une utilisation confidentielle et éthique des données personnelles via des formations spécifiques ou la mise à disposition de kits d'information ; en 2024, par exemple en France, l'ensemble des collaborateurs internes et externes des Centres de Relations Clients a été sensibilisé à ce sujet avec présentation de cas concrets (altération, exposition des données) pour faciliter l'identification de tels événements et leur remontée pour traitement ;
- la mise en place de mesures techniques de protection des données (supervision du trafic de données, fonctionnalité de sécurisation des accès aux données bancaires des clients, la mise en œuvre d'une architecture de sécurité à plusieurs niveaux, mise en place de la double authentification *Multi Factor Authentification* (MFA) lors de l'accès à l'Espace Client, campagnes régulières d'audits techniques et de tests d'intrusion ;
- la communication auprès de ses clients sur les tentatives d'hameçonnage et les bons réflexes à acquérir.

[S4-4 31d] Pour évaluer l'efficacité des actions mises en place, une procédure de contrôle interne existe pour vérifier le respect du management de la protection des données personnelles, avec la mise en place d'audits externes et internes et définir, le cas échéant des actions d'amélioration.

[S4-4 32a] Une procédure de traitement des violations de données a été définie par le Groupe pour aider les équipes opérationnelles à mettre en place les actions nécessaires et appropriées face à une incidence négative dans le respect des exigences légales et de transparence envers les consommateurs et utilisateurs finals.

[S4-4 32b)] Différentes phases sont identifiées dans le traitement d'une violation de données : (i) Identification, catégorisation et qualification de l'incident (ii) communication vers les personnes intéressées (autorités, clients) (iii) endiguement de l'incident pour éviter qu'il ne s'aggrave et remédiation avec éradication de la violation pour un retour normal à l'activité. Des équipes multidisciplinaires sont alors mises en place (commercial, système d'informations, juridique, communication, etc.) pour gérer l'incident.

[S4-32 c)] Après tout incident lié à une violation de données, un rapport est systématiquement rédigé avec pour objectif d'identifier les causes de l'incident, d'évaluer l'efficacité des mesures mises en place pour endiguer, remédier et éradiquer l'incident, améliorer les processus pour mitiger les vulnérabilités.

[S4-4 34] Les actions préventives ou correctives mises en place par ENGIE et détaillées ci-dessus ont pour objectif d'éviter de causer ou d'exacerber les incidences négatives sur les consommateurs et utilisateurs finals.

Ressources et gouvernance

[S4-4 37] Sous la responsabilité des *Data Privacy Managers* de chaque entité, des cellules spécialisées sont dédiés au traitement des données et à tout incident de la violation. ; Elles travaillent en collaboration avec de nombreuses équipes (IT, juridique, contrôle interne, gestion des risques, etc.).

KPIs et cibles [S4-5]

[MDR-T 81a)] ENGIE est cours de définition de cibles liées à la protection des données à caractère personnel pour les consommateurs et utilisateurs finals. Ces cibles seront publiées lorsqu'elles seront définies. **[MDR-T 81b)]** L'efficacité des actions et des politiques mises en œuvre est mesurée par le processus de contrôle interne, tel que décrit dans le paragraphe "Actions' de la présente Section.

3.1.4 Informations relatives à la conduite des affaires [ESRS G1]

3.1.4.1 Éthique et conduite des affaires (ESRS G1)

3.1.4.1.1 La supervision de l'éthique et de la *compliance* au sein du Groupe [ESRS-G1 GOV-1]

[ESRS-G1 GOV-1 5a, MDR-P 65c] Le Conseil d'Administration, dont les travaux sont préparés en la matière par le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD – voir Section 4.1.2.3), s'assure du bon niveau d'engagement du Groupe en matière éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale. La Secrétaire Générale du Groupe, assistée de la Directrice Juridique et Vice-Présidente Éthique Groupe, rend compte de la politique éthique et *compliance* du Groupe et de sa mise en œuvre.

Les membres du Comité Exécutif (Comex) du Groupe ainsi que les autres dirigeants du Groupe à tous les niveaux portent et supervisent la politique éthique et *compliance* du Groupe, et en garantissent la bonne application. À cette fin, ils sont appuyés par les *Chief legal and ethics officers*, soutenus par les *Ethics & Compliance Officers* et les *Data Privacy Managers* de leurs entités.

La gouvernance éthique du Groupe repose également sur les activités du Comité de la *Compliance* Groupe qui évalue le traitement des incidents éthiques et assure le suivi de l'évolution du dispositif éthique et *compliance* du Groupe. Ce comité réunit, au niveau Groupe, la Secrétaire Générale, le Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines et d'ENGIE HQ, et les directeurs des Directions Corporate suivantes : Juridique, Éthique, *Compliance & Privacy*, Audit Interne et Contrôle Interne. Des opérationnels sont régulièrement invités à participer à ce Comité, en ce compris des Directeurs Généraux Adjoints. En 2024, le Comité de la *Compliance* Groupe s'est réuni cinq fois.

Enfin, le Groupe s'est doté d'une Direction Groupe dédiée à l'éthique et à la *compliance*. La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) est rattachée à la Direction Juridique et Éthique, elle-même relevant de l'autorité de la Secrétaire Générale du Groupe. La DECP pilote l'intégration de l'éthique dans la stratégie, le management et les pratiques du Groupe. Elle propose les politiques et procédures du Groupe en matière d'éthique et de *compliance*. Elle accompagne leur mise en œuvre à tous les niveaux du Groupe. Elle coordonne la mise en place du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.2) et traite les alertes issues de la procédure Groupe qu'elle pilote. La DECP anime le réseau des *Ethics & Compliance Officers* et des correspondants éthiques (en 2024 : plus de 245 personnes) et des *Data Privacy Managers* (en 2024 : 130 personnes) dans l'ensemble du Groupe. La plupart d'entre eux cumulent ce rôle avec d'autres fonctions (juridique, RH, contrôle interne, etc.).

[ESRS-G1 GOV-1 5b] Les processus de sélection et de formation des membres du Conseil d'Administration sont présentés en Sections 4.1.1.8 et 4.1.1.9.

Au niveau de la direction de l'entreprise, l'éthique et la *compliance* sont régulièrement mises à l'agenda du Comex Groupe. Le Groupe veille également à ce que les comités de direction (Codir) d'entités incluent l'éthique et la *compliance* à l'agenda de leurs réunions.

La Directrice Générale d'ENGIE ainsi que tous les membres du Comex, de même que tous les *Global Leaders*, sont visés par un parcours de formation dédié qui est précisé dans le plan de formation à l'éthique Groupe (voir Section 3.1.4.1.6).

3.1.4.1.2 L'évaluation des risques éthiques [G1-3 18a]

L'évaluation des risques éthiques est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (*Enterprise Risk Management* – ERM) (voir Section 2.1). Six risques éthiques sont identifiés : corruption, atteinte aux droits humains, non-respect du devoir de vigilance, non-respect des règles d'embargo ou de contrôle à l'exportation, non-respect des règles du droit de la concurrence et fraude. La démarche d'analyse de risques du Groupe inclut aussi le risque *Data Privacy*.

Le processus d'évaluation du risque corruption, d'atteinte aux droits humains, et du risque *Data Privacy* s'appuie sur une approche d'analyse commune au périmètre de toutes les GBU du Groupe. Ainsi le Groupe a mis en œuvre en 2023 une nouvelle méthodologie de cartographie des risques de corruption et de trafic d'influence s'inscrivant dans les recommandations de l'Agence Française Anticorruption. Le risque de violation des droits humains est analysé à l'aide d'une grille d'autodiagnostic Groupe. Le Groupe a également émis des lignes directrices relatives à l'évaluation du risque d'atteinte aux données personnelles.

Les procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités liés à la conduite des affaires dans le Groupe ainsi que tout au long de sa chaine de valeur sont décrites en Section 3.1.1.4 "Processus de double matérialité".

3.1.4.1.3 Les I/RO matériels [IRO-1]

En matière d'éthique des affaires, les IRO matériels retenus suite à une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif** : Dommages économiques à cause d'incidents significatifs de non-respect des lois anticorruption, du droit de la concurrence et/ou des embargos et sanctions.
- **Risque** : Dommage à l'image de l'entreprise, risque financier et risque juridique, à cause d"incidents significatifs de non-respect des lois anticorruption, du droit de la concurrence et/ou des embargos et sanctions.

3.1.4.1.4 Culture éthique et politiques éthiques [G1-1, G1-3]

Culture éthique et Textes de référence

La culture éthique et le Code de conduite éthique d'ENGIE [G1-1 7, 9, G1-3 18a]

Le Code de conduite éthique d'ENGIE fixe le cadre dans lequel doit s'inscrire le comportement professionnel de chaque collaborateur et manager, tout en affirmant que l'éthique est un des piliers de la culture commune *One ENGIE* qui doit guider ces comportements.

En matière de culture éthique, le groupe ENGIE a deux principes clairs :

- tolérance zéro / zéro tolérance : tout manquement éthique doit être sanctionné ;
- *speak up* / ne jamais rester seul : tout collaborateur et tout manager qui est confronté à un manquement éthique, qu'il en soit victime ou témoin, a le devoir de s'en ouvrir à sa hiérarchie. En cas d'impossibilité d'en référer à la hiérarchie ou à l'*Ethics & Compliance Officer* de l'entité, un dispositif d'alerte est mis à disposition au niveau du Groupe (voir ci-après, Section 3.1.4.1.5).

Les référentiels éthique et compliance et les codes de conduite métiers d'ENGIE [G1-1 7, 9, G1-3 18a]

Le dispositif éthique et *compliance* du Groupe est structuré autour de trois référentiels auxquels s'ajoutent des Codes de conduite métiers.

Le référentiel "Intégrité"

Le référentiel "Intégrité" rassemble les politiques et procédures dédiées à la prévention de la fraude, de la corruption et du trafic d'influence.

Dans le cadre des procédures Groupe d'évaluations éthiques (procédures de "***due diligence***"), les parties prenantes des projets d'investissement, les bénéficiaires de mécénats et de parrainages, les fournisseurs, les consultants commerciaux, les nouvelles personnes recrutées aux positions les plus exposées au risque de corruption ainsi que les clients *BtoB* font l'objet d'une action préventive renforcée.

La Politique **cadeaux invitations et voyages techniques** Groupe détermine dans quelles conditions les cadeaux, invitations et voyages techniques peuvent être acceptés ou offerts. Elle encadre la transparence par une obligation d'information, de déclaration ou d'autorisation préalable en fonction du montant du cadeau, invitation, ou voyage technique.

La Politique Groupe de **prévention des conflits d'intérêts** impose un *reporting* interne et une validation préalable par la hiérarchie des situations à risques au regard du devoir d'impartialité et de loyauté dans le cadre d'une décision.

La Politique de vigilance - droits Humains

La Politique de vigilance - droits humains est présentée en Section 3.1.3.1.

Le référentiel "Conformité Éthique"

Le référentiel "Conformité Éthique" précise la méthodologie de déploiement du dispositif éthique et *compliance* du Groupe et l'évaluation de l'état de conformité. Il rassemble également les dispositifs de conformité du Groupe en matière d'embargo et de sanctions internationales, de contrôle des exportations et en droit de la concurrence.

ENGIE attache la plus haute importance au respect du **droit de la concurrence.** Tous les collaborateurs, quelles que soient leur activité et leur place dans l'organisation, sont tenus d'adopter un comportement irréprochable vis-à-vis de leurs concurrents, clients, partenaires, fournisseurs, prestataires, sous-traitants et prospects.

La Politique embargo du Groupe appréhende l'ensemble des questions de **sanctions internationales** et des problématiques d'**export control** qui leur sont associées. Chaque collaborateur doit s'assurer, dans le cadre de cette politique et des procédures du Groupe, du respect strict de ces réglementations et prévenir toute opération qui serait en violation potentielle d'embargos ou de sanctions internationales applicables.

Les lignes directrices relatives à la gestion des **signaux faibles** dans le domaine de l'éthique et de la *compliance* font également partie du référentiel "Conformité Éthique". Elles formalisent la volonté d'ENGIE de prévenir et de détecter le plus tôt possible des incidents éthiques à travers des signes avant-coureurs dits "signaux faibles".

ENGIE dispose également d'un dispositif de conformité propre au suivi de ses actions de **représentation d'intérêt** et de leur déclaration auprès de la Haute Autorité pour la Transparence de la Vie Publique (HATVP) conformément à la loi du 9 décembre 2016.

La Politique relative à l'intégration de **l'éthique dans les processus RH** qui détaille les exigences du Groupe en matière d'intégration de la dimension éthique et *compliance* dans l'ensemble des processus Ressources Humaines s'inscrit également dans le référentiel "Conformité Éthique".

[G1-1,7+9] Les codes de conduite métiers d'ENGIE

Des codes de conduite métiers appliquent les engagements éthiques d'ENGIE aux activités ou pratiques professionnelles. Parmi ces codes de conduite figurent le "Code de conduite de la relation avec les fournisseurs" (voir Sections 3.1.4.2 et 3.2.1.5) et le "Code de conduite en matière de lobbying".

Informations communes aux Code de conduite éthique, référentiels et codes de conduite métiers

[MDR-P]	Le dispositif éthique et *Compliance*
Champ d'application [MDR-P 65b]	Le dispositif éthique et compliance d'ENGIE est applicable à toutes les entités du Groupe. Les dirigeants du Groupe à tous les niveaux en garantissent la bonne application (voir Section 3.1.4.1.1). Ainsi, le Code de conduite éthique d'ENGIE est applicable à tous les collaborateurs et managers du Groupe et il s'applique également aux relations avec l'ensemble des tierces parties du Groupe. Il en va de même pour les politiques et procédures et codes de conduite métiers éthique et compliance : tous les managers et collaborateurs sont responsables, à leur niveau, de la bonne application des politiques et principes éthiques d'ENGIE à l'intérieur du Groupe ainsi que dans les relations avec les tierces parties du Groupe, quelles qu'elles soient. Ces principes relatifs au périmètre d'application du dispositif éthique et compliance d'ENGIE sont notamment communiqués à l'ensemble des collaborateurs et managers et des tierces parties du Groupe dans le Code de conduite éthique du Groupe (voir Section 3.1.4.1.4).
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Secrétaire Générale du Groupe, assistée de la Directrice Juridique et Vice-Présidente Éthique Groupe, rend compte de la politique éthique et compliance du Groupe et de sa mise en œuvre.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	Les principes éthiques d'ENGIE s'appuient sur les plus hauts standards internationaux : • la Convention des Nations Unies contre la corruption ; • la Convention de l'Organisation de Coopération et de Développement Economiques (OCDE) sur la lutte contre la corruption d'agents publics étrangers dans les transactions commerciales internationales ; • les principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales ; • la Charte internationale des Droits de l'Homme ; • les Conventions de l'Organisation Internationale du Travail (OIT). ENGIE a pris des engagements envers les parties prenantes externes dans le domaine de la lutte contre la corruption : • à travers le Pacte mondial des Nations Unies, dont le 10e principe concerne la lutte contre la corruption ; • auprès de la Section française de l'ONG *Transparency International*. La démarche anticorruption du Groupe intègre également les meilleurs standards émis aux niveaux des pays dans ce domaine, notamment la *UK Bribery Act*, la *US Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA) et la loi française Sapin 2.
Prise en compte des attentes des parties prenantes lors de l'élaboration de la politique [MDR-P 65e]	ENGIE est très attentif aux attentes de ses parties prenantes dans la définition de son dispositif éthique et compliance. Ainsi, le Groupe a identifié les parties prenantes de son système de management anticorruption et veille à ce que ses politiques et procédures, à l'occasion d'une émission ou d'une mise à jour, prennent en compte leurs attentes. D'autre part, le Groupe associe des parties prenantes dans le cadre de son devoir de vigilance (voir Section 3.1.3.3.3).
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La communication des politiques et procédures éthique et compliance aux personnes visées par leur contenu se fait via les publications sur le site internet (voir adresses internet ci-dessous), via les pages Éthique & Compliance de l'intranet du Groupe, via les formations et via la diffusion aux managers et collaborateurs qui ont besoin de les connaître. • Code de conduite éthique : publié en 15 langues à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/code-conduite-ethique • Référentiel intégrité : présenté en plus de détail à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/referentiel-integrite-groupe • Référentiel conformité éthique : présenté en plus de détail à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/conformite-ethique • Codes de conduite métiers : publiés à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/principes-et-engagements

[G1-3 18c] La mise en œuvre de l'ensemble du dispositif décrit ci-avant, qui vise à prévenir, détecter et traiter les allégations ou les incidents de corruption, fait l'objet d'un *reporting* au CEEDD, au Conseil d'Administration et au Comex du Groupe comme précisé en Section 3.1.4.1.1.

3.1.4.1.5 Signalement et rapport des incidents éthiques – Traitement des incidents éthiques [G1-1 10a, 10c, 10e, G1-3 18a]

Dispositif d'alerte Groupe

La Politique Groupe relative aux lanceurs d'alerte, intégrant les exigences légales de la loi relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, également dite Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance, a été définie en 2017. Elle a été mise en place au niveau Groupe en juillet 2018. Cette politique est conforme avec la loi n° 2022-401 du 21 mars 2022 (loi "Waserman") qui transpose dans le droit français la directive européenne n° 2019/1937 sur la protection des lanceurs d'alerte.

[G1-1 10a, 10c, 10e] Le dispositif d'alerte du Groupe s'appuie sur le recueil des alertes au moyen d'un courrier électronique à l'adresse : ethics@engie.com et d'un numéro de téléphone dédié. Ces deux canaux de signalement sont externalisés à travers l'appui d'un prestataire externe qui est en charge du recueil des alertes. Depuis janvier 2019 ces canaux sont ouverts à tous les collaborateurs du Groupe au niveau mondial ainsi qu'à toutes les parties prenantes externes du Groupe. Les alertes peuvent être reçues en plusieurs langues et le service est accessible 24h/7j.

Toutes les alertes reçues dans le cadre de ce dispositif sont traitées dans un cadre garantissant la confidentialité et la protection de l'anonymat.

[G1-1 10c] Le dispositif d'alerte du Groupe protège tous les lanceurs d'alertes : comme le confirme le Code de conduite éthique d'ENGIE, nul lanceur d'alerte ne peut être sanctionné pour avoir utilisé, de bonne foi, ce dispositif.

[G1-1 10c, G1-3 20] Ce dispositif est présenté dans le Code de conduite éthique d'ENGIE et sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte. Tous les collaborateurs et managers ainsi que toutes les parties prenantes externes du Groupe peuvent en prendre connaissance.

[G1-1 10c, G1-3 20] Par ailleurs, ce dispositif est présenté dans plusieurs formations à l'éthique Groupe, dont les formations faisant partie des parcours de formations obligatoires de tous les collaborateurs du Groupe (voir Section 3.1.4.1.6).

ENGIE suit les alertes à travers l'outil digital Groupe *My Ethics Incident* (voir ci-dessous, "Outil dédié My Ethics Incident").

Dispositif Groupe de reporting managérial des incidents éthiques

Le processus de traitement des incidents éthiques impose l'obligation à toutes les entités du Groupe de remonter toute suspicion d'incident éthique dès leur prise de connaissance.

[G1-1 10a, 10c, 10e] Ce dispositif s'appuie sur l'outil digital *My Ethics Incident* (voir ci-dessous, "Outil dédié *My Ethics Incident*").

[G1-3 20] Le Code de conduite éthique du Groupe et les pages internet du Groupe relatives au dispositif de conformité éthique rappellent cette obligation de remontée aux managers.

Dispositif d'enquête interne du Groupe [G1-1 10e]

Le guide de l'enquête interne Groupe définit les lignes directrices contraignantes pour mener des enquêtes internes afin de déterminer la réalité des manquements allégués, leur cause et leur imputabilité. Il s'inscrit dans les deux dispositifs de signalement du Groupe précités.

ENGIE s'attache à une conduite diligente, indépendante et objective de ses instructions et enquêtes internes conformément aux dispositions du guide de l'enquête interne du Groupe.

[G1-3 18b] Le guide de l'enquête interne impose la vérification de l'absence de conflits d'intérêts dans le choix des personnes qui feront partie de l'équipe d'investigation. Il prévoit notamment que la personne responsable de l'enquête interne doit, avant la constitution de l'équipe d'investigation, vérifier qu'aucun membre de cette équipe ne soit impliqué ou susceptible d'être directement ou indirectement impliqué dans les faits allégués et n'ait pas de liens personnels avec l'auteur du signalement ou avec les personnes visées par le signalement.

Le guide de l'enquête interne Groupe s'adresse aux *Ethics & Compliance Officers* et à toutes les personnes participant ou en charge d'une enquête interne chez ENGIE.

[G1-3, 20] Le Code de conduite éthique du Groupe et les pages internet du Groupe relatives au dispositif de conformité éthique rappellent les principes du Groupe concernant la conduite de l'enquête interne dans le cadre du traitement des incidents éthiques.

Conséquences et sanctions en cas d'incident éthique avéré

Conformément aux principes éthiques du Groupe, tout incident éthique avéré doit faire l'objet d'une sanction, qu'elle soit disciplinaire ou commerciale. Le processus de traitement des incidents éthiques impose également aux entités, pour chaque incident avéré, de réaliser une évaluation des mesures nécessaires pour en prévenir la réitération assortie le cas échéant de mesures correctives.

[G1-3 20] Ces principes sont inscrits dans le Code de conduite éthique d'ENGIE et sur les pages internet du Groupe relatives au dispositif de conformité éthique.

Outil dédié My Ethics Incident [G1-1 10a, 10c, 10e]

Les alertes et les rapports managériaux de dysfonctionnements éthiques et leur traitement sont suivis à travers *My Ethics Incident*, un outil digital de collecte d'incidents éthiques déployé dans l'ensemble des entités du Groupe.

[G1-1 10c] Les *Ethics & Compliance Officers* des entités concernées par l'incident éthique signalé doivent s'assurer du traitement des incidents éthiques relatifs à leur périmètre et doivent tenir à jour les informations relatives à ces incidents dans l'outil *My Ethics Incident*. Les *Ethics & Compliance Officers* reçoivent des formations et des outils d'appui (webinaire, tutoriel…) à ce sujet.

Les alertes et rapports sont classés sous huit domaines dans *My Ethics Incident* : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires (incluant, parmi d'autres, les sujets corruption, concurrence et embargos), information confidentielle, protection du patrimoine immatériel, données personnelles (pour la remontée et le traitement des *data breach*) et ressources humaines. En 2024, 335 saisines dans le cadre de la procédure d'alerte du Groupe ont eu lieu et 394 rapports managériaux d'incidents éthiques ont été remontés.

Le Groupe présente des informations plus détaillées sur les domaines éthiques concernés et sur les sanctions appliquées sur la page internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/conformite-ethique.

3.1.4.1.6 Formations [G1-1 10g, G1-1 10h, G1-3 18a, G1-3 21a]

Le Groupe a mis en place un plan de formation éthique et *compliance* obligatoire visant l'ensemble des collaborateurs du Groupe. Il est adapté selon les fonctions et activités des collaborateurs concernés.

[G1-1 10g, G1-1 10h, G1-3 21a] Le plan de formation obligatoire du Groupe est appuyé par l'outil digital "Sezame" qui est déployé par la DRH dans l'ensemble du Groupe et qui permet de suivre à tous les niveaux du Groupe l'état d'avancement des formations digitales (vidéos et *e-learning*) des collaborateurs du Groupe.

Tous les collaborateurs du Groupe doivent suivre un parcours composé de vidéos de formation qui présentent les thèmes à forts enjeux éthiques : cadeaux invitations, corruption, lanceurs d'alerte, conflits d'intérêts.

En plus du parcours obligatoire destiné à tous les collaborateurs, les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption doivent effectuer un parcours de formation qui leur est propre.

[G1-3 21b] Toutes les fonctions particulièrement exposées au risque de corruption sont visées par le plan de formation spécifique du Groupe, au-delà de la formation obligatoire pour tous.

[G1-1 10h] Dans ce contexte, le Groupe a identifié les familles d'emploi suivants comme étant à risque particulier de corruption : *Project Management*, *Business Development*, *General Management*, Finance, *Procurement*.

Ce parcours pour les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption s'appuie sur des modules *e-learning* du Groupe qui permettent d'approfondir les connaissances des enjeux éthiques du Groupe, notamment en ce qui concerne la fraude, la corruption et le droit de la concurrence (à fin 2024, le taux d'achèvement de ces e-learning est de 83,8%).

Enfin, les cadres managers ("*Global Leaders*") doivent participer en plus au séminaire sur la prévention de la fraude et de la corruption (à fin 2024, 98,4% des *Global Leaders* ont achevé leur parcours de formation en *e-learning* ; 87,6% d'entre eux ont participé au séminaire précité). Les *Ethics & Compliance Officers* doivent suivre le même parcours.

Le plan de formation éthique et *compliance* obligatoire du Groupe prévoit que chaque parcours obligatoire est à renouveler tous les trois ans par chaque collaborateur ou manager concerné.

Par ailleurs, le Groupe dispense plusieurs autres formations obligatoires éthique et *compliance*. Par exemple, les formations présentielles dans le domaine du droit de la concurrence se sont largement multipliées depuis 2023, en particulier pour les entités de la GBU *Energy Solutions* avec un nouveau plan d'action pour 2024/2025. Les acheteurs doivent suivre un parcours supplémentaire comprenant une formation présentielle animée conjointement par la Direction Achats et la DECP : "Éthique et relation fournisseurs en pratique" (voir Section 3.2.1.5). La formation relative à la *due diligence* dans le processus de recrutement afin de prévenir le risque de corruption a été déployée auprès de la filière RH du Groupe depuis 2022 et s'est poursuivie depuis lors. Depuis le lancement de l'outil "Sezame" (voir ci-dessus), cette formation inclut également le process éthique et *compliance* (*due diligence* éthique) dans l'outil et met l'accent sur la sécurisation des données candidat récoltées.

3.1.4.1.7 Contrôles et certifications [G1-3 18a]

Le suivi de la mise en œuvre de la politique en matière d'éthique et de *compliance* repose sur une procédure de conformité annuelle. Dans ce cadre, les *Ethics & Compliance Officers* produisent un rapport de conformité éthique faisant état des travaux et progrès réalisés par leur entité en la matière. Ce rapport est remis à l'entité de rattachement. Il est accompagné d'une lettre de conformité du manager certifiant son engagement envers le dispositif éthique et *compliance* pour son organisation.

Cette procédure de conformité s'intègre dans une procédure de contrôle plus globale. Celle-ci repose notamment sur les campagnes annuelles du contrôle interne qui évaluent le niveau de mise en œuvre des politiques éthiques et *compliance*. Elle s'appuie également sur les contrôles des politiques qui sont intégrées dans les campagnes d'audit interne.

Le Groupe est également engagé dans des audits externes de son dispositif éthique et *compliance*. Ainsi, il a obtenu la certification anticorruption délivrée par le cabinet Mazars et par l'ADIT en 2015 et la certification ISO 37001 délivrée par les organismes de certification accréditées ETHIC'Intelligence (désormais Speeki Europe) en 2018 (renouvelée en 2019 et 2020) et EuroCompliance en 2021 (renouvelée en 2022 et 2023) et 2024. Tous ces audits sont effectués au niveau du Groupe et dans plusieurs entités opérationnelles représentatives des activités du Groupe.

[G1-3 20, MDR-P 65f] Les pages internet du Groupe dédiées à l'éthique et à la *compliance* présentent le dispositif de contrôle décrit ci-dessus en plus de détail : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositifs-de-controle.

3.1.4.1.8 Actions et ressources dédiées [G1-4]

Le dispositif décrit ci-dessus vise à prévenir et traiter tout incident éthique, y compris tout incident de corruption, de violation du droit de la concurrence et/ou d'embargos ou de sanctions internationales, qu'il soit significatif ou non.

Conformément aux principes décrits ci-dessus, le dispositif du Groupe prévoit que tout incident avéré donne lieu à une réponse disciplinaire ou commerciale selon le cas et à une évaluation des mesures nécessaires pour en prévenir la réitération assortie le cas échéant de mesures correctives (voir Section 3.1.4.1.5, "Conséquences et sanctions en cas d'incident éthique avéré").

3.1.4.1.9 KPIs et cibles [G1-4]

[G1-4 24a] Le Groupe n'a pas été confronté à des condamnations ou à des amendes pour violation des lois anticorruption qui seraient qualifiées comme significatives en 2024.

[G1-4 24b] Le Groupe n'a pas été confronté à des violations de ses procédures ou des standards anticorruption auxquels il adhère qui seraient qualifiées comme significatives en 2024.

3.1.4.2 Achats durables (ESRS G1)

3.1.4.2.1 Développer les achats responsables

IROs matériels

En matière d'achats responsables, les IRO matériels retenus suite à une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif** : Détérioration des qualités environnementales et sociales des sources d'approvisionnement d'énergie alternatives achetées dans un contexte d'instabilité du marché et de rareté des ressources.
- **Impact positif** : Contribution à la diffusion des pratiques éthiques et durables du Groupe par l'engagement des fournisseurs et partenaires dans la démarche de développement durable du Groupe (ex : sélection de fournisseurs sur la base de critères RSE, fournisseurs de l'ESS ou d'entreprises adaptées…).
- **Risque** : Baisse de la compétitivité si les concurrents ne se fixent pas les mêmes exigences en termes de pratiques éthiques et durables.

Achats hors énergie

Stratégie, politique et processus [G1-2]

ENGIE a développé une stratégie proactive pour renforcer la résilience de la chaîne d'approvisionnement dans un environnement géopolitique et réglementaire en pleine mutation. Dans un contexte de tensions géopolitiques internationales, le Groupe est confronté à des retards logistiques, à des pressions sur les prix, à des pays sous embargo, à des barrières commerciales (par exemple, *l'Inflation Reduction* Act) et doit également respecter les réglementations sur les Droits de l'Homme en vigueur (par exemple, le *Uyghur Forced Labor Prevention Act*).

[G1-2 15a] La durabilité des achats, et plus généralement de toute la chaîne d'approvisionnement du Groupe, implique d'intégrer des pratiques éthiques et durables tout en maintenant la compétitivité des activités du Groupe. L'appréhension de cet enjeu essentiel s'articule autour de trois piliers :

- l'impact des achats sur les émissions carbone et sur le climat : les achats ont un rôle clé dans l'atteinte par le Groupe de ses engagements en matière de décarbonation (objectif Net Zéro Carbone en 2045, trajectoire *well-below 2°C* d'ici 2030, etc.) ;
- l'impact des achats sur la nature (eau, biodiversité, polluants, déchets, etc.) est un sujet dont l'importance croît fortement ;
- l'impact humain des achats (achats inclusifs, impact sur les communautés, droits humains de la chaîne d'approvisionnement, santé des travailleurs, etc.).

[MDR-P 65a] Pour porter cette ambition, la fonction Achats a structuré son système de management autour de trois documents clés :

- **la Charte Achat** définit les engagements et les attente d'ENGIE en matière de droits humains et intègre des critères ESG dans la sélection des fournisseurs ;
- **la Gouvernance Achat** pose 12 règles définissant les principes de gestion des dépenses externes et l'organisation des Achats ;
- **le Code de conduite éthique** engage tous les collaborateurs à agir avec intégrité, transparence et responsabilité, en rejetant toute forme de corruption et en respectant les droits humains, les lois et l'environnement.

[MDR-P]	Politique Achat
Champ d'application [MDR-P, 65b]	Les principes s'appliquent à l'ensemble de la chaine d'approvisionnement et à l'ensemble des salariés du Groupe concernés.
Responsable de la mise en œuvre [MDR-P, 65c]	La Direction des Achats est chargée de la mise en œuvre de la politique sous la responsabilité du Chief Procurement Officer du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P, 65d]	Les documents structurant la politique Achat sont alignés avec : • la Convention des Nations Unies contre la corruption ; • le *US Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA) ; • le *UK Bribery Act* ; • la loi Sapin II ; • les conventions de l'OIT et de l'OCDE sur la lutte contre la corruption ; • les autres réglementations relatives aux droits de l'homme comme par exemple le *Uyghur Forced Labor Prevention Act*.
Modalités de mise à disposition de la politique [MDR-P, 65f]	• **Code de conduite et Charte Achat** : accessibles à l'ensemble des fournisseurs et partenaires externes sur le site internet du Groupe (https://www.engie.com/groupe/relations-fournisseurs/exigences-et-engagements) • **Gouvernance Achat** : à disposition des collaborateurs sur l'intranet du Groupe

[G1-2 15b] L'ensemble des processus opérationnels Achat a des composantes ESG :

- *"Manage the supplier panel"* :
  - Les Fournisseurs clés du Groupe (*Strategic, Preferred, Major*) doivent obtenir une évaluation EcoVadis supérieure à 45/100.
  - À défaut, un plan d'actions correctif doit être établi et suivi tout au long de la relation contractuelle.
- *"Source to contract"* :
  - Le cahier des charges et la grille d'évaluation des offres doivent intégrer des critères ESG pertinents pour le produit ou le service faisant l'objet d'un appel d'offres. Selon les catégories, l'accent sera mis sur les critères Environnementaux ou Sociétaux. Toutes les catégories sont alignées avec les critères de Gouvernance.
  - Intégration d'une clause "Éthique et développement durable" imposant aux fournisseurs de respecter les engagements éthiques et de durabilité d'ENGIE et de collaborer à la mise en œuvre des mesures prévues au Plan de Vigilance. En application de cette clause, ENGIE peut forcer le fournisseur à se faire évaluer par un tiers sur les aspects ESG dans un délai de six mois à compter de la signature du contrat.
- *"Manage the purchase categories"* :
  - La mise en place de stratégies annuelles de management des catégories contenant notamment des leviers ESG à actionner en fonction des caractéristiques et spécificités propres à chacune des catégories d'achat.

La bonne mise en œuvre des processus achats est vérifiée via les processus de contrôle interne et de l'audit interne.

La segmentation du panel fournisseurs d'ENGIE s'appuie sur un mode de gestion différencié.

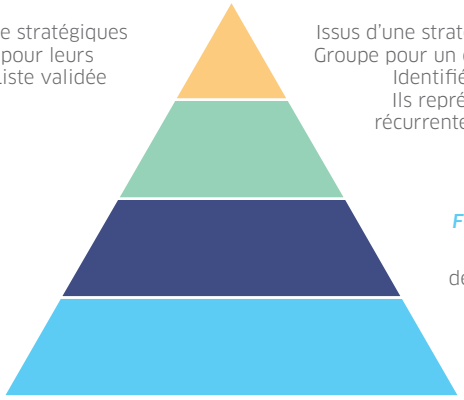
CLASSIFICATION DES FOURNISSEURS

1. Fournisseurs stratégiques
FOCUS ON VALUE AND JOINT GROWTH

Fournisseurs préférentiels identifiés comme stratégiques au niveau Groupe pour une GBU/Direction pour leurs besoins actuels ou leur croissance future. Liste validée par la CPO Groupe.

2. Fournisseurs préférentiels
FOCUS ON VALUE AND PERFORMANCE

Issus d'une stratégie de catégorie, ils font partie d'un panel Groupe pour un certain type d'équipements ou de services. Identifiés et gérés par le responsable de catégorie. Ils représentent une part importante des dépenses récurrentes de la catégorie ou sont couverts par une politique/contrat de catégories de groupe



3. Fournisseurs majeurs
FOCUS ON DELIVERY AND PERFORMANCE

Identifiés et gérés par les Hub et les pays. Ce sont des fournisseurs importants dans une ou plusieurs geographies :

- Fournisseur représentant une part significative des dépenses récurrentes de la géographie ; et/ou
- Fournisseurs clés pour l'activité dans une géographie spécifique ; et/ou
- Founisseurs potentiels pour avoir un statut Préférentiel.

4. Fournisseurs transactionnels
FOCUS ON EFFICIENCY AND PERFORMANCE

Gérés au niveau des entités, ce sont des fournisseurs avec des dépenses limitées et localisées. Il existe des sources alternatives d'approvisionnement et les coûts de changement sont faibles Profil : nombre élevé de bons de commande de valeur moyenne ou faible.

Les informations contenues dans ce schéma sont issues du processus Achat Source to Contract (S2C)

[G1-2 15b] Tous les Fournisseurs sont évalués sur leur performance ESG lors du processus de qualification et tout au long de la relation contractuelle:

- **Pondération des critères d'évaluation des Fournisseurs dans les appels d'offre** : La performance ESG peut représenter environ 15% pour les plus gros contrats dans l'évaluation des Fournisseurs lors des appels d'offre
- **Les Fournisseurs clés doivent être évalués par le partenaire ESG du Groupe, EcoVadis, à travers quatre dimensions** : l'environnement, l'éthique, le travail et les droits humains et les achats durables. Ces fournisseurs doivent obtenir une note supérieure à 45/100 qui correspond au niveau de risque maitrisé du risque ESG. A défaut, le fournisseur doit mettre en œuvre un plan d'action correctif qui est piloté directement à partir de la plateforme digitale du partenaire par les acheteurs, les *contracts managers* et les Fournisseurs.

Par ailleurs, ENGIE s'est fixé pour objectif de réduire l'empreinte carbone de ses fournisseurs en ayant 100% des top 250 fournisseurs préférentiels certifiés et/ou alignés avec les objectifs SBTi en 2030

Actions et ressources dédiées

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Mise en place d'une politique Compliance au sein de la Direction des Achats	Action menée en 2024	La politique Compliance vise une réduction significative des risques de non-conformité, une amélioration de la transparence et de la traçabilité des transactions, ainsi qu'une augmentation de la confiance des parties prenantes. De plus, cette politique contribue à l'optimisation des coûts en évitant les pénalités et les litiges, tout en renforçant la réputation de l'entreprise en tant qu'acteur responsable et éthique sur le marché	• *Due diligence* effectuée par Category Manager/CPO des entités avant contractualisation • Évaluation Ecovadis en complément sur les questions droits humains, environnement et éthiques • Engagement écrit du fournisseur à respecter les principes proclamés par le *Modern Slavery Act* qui vise à lutter contre l'esclavage moderne et la traite des êtres humains • Clauses contractuelles renforcées par le biais de la Clause Éthique	Annuelle
Déploiement de la politique d'achats inclusifs en France	Action menée en 2024	Depuis 2022, le Groupe a souhaité développer les achats dits inclusifs ou solidaires et décline son approche par pays en fonction du contexte et de la réglementation locale. En France, l'accent a notamment été mis sur le recours aux fournisseurs des secteurs du travail protégé et adapté (STPA) ainsi que du secteur de l'insertion par l'activité économique (SIAE). La Politique Achats Inclusifs France vise à augmenter les dépenses du Groupe auprès des fournisseurs issus du STPA et du SIAE mais également à favoriser le recours à des PME indépendantes ou des entreprises implantées dans des quartiers prioritaires de la ville (QPV) ou des zones de revitalisation rurale (ZRR). Cette démarche a vocation à encourager les autres régions du Groupe à lancer des initiatives similaires.	Mise en place d'une politique en France pour définir les secteurs d'actions (STAP, SIAE, QPV, ZRR), les objectifs Groupe et le pilotage des actions	Annuelle
Déploiement de la démarche de réduction de l'empreinte carbone de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement	Action menée en 2024	Une politique de décarbonation des achats permet une diminution significative des émissions de gaz à effet de serre associées aux processus d'achat, une amélioration de l'efficacité énergétique et une adoption accrue de pratiques durables par les fournisseurs.	L'ensemble des acheteurs du Groupe sont formés, des incitations sont introduites dans les score cards du management sur la prise en compte du carbone, la maturité des fournisseurs principaux est analysée, des dialogues approfondis avec les fournisseurs les plus avancés sont engagés et un accompagnement privilégié est également réalisé auprès d'un certain nombre de PME françaises car la transition se doit d'être une Transition juste et équitable.	Annuelle

Cibles

Cibles	Critère [MDR-M 75]	Résultats 2024	Objectif 2025	Objectif 2030	Méthodologie [MDR-M 77a]	Vérification externe [MDR-M 77b]
Décarbonation des principaux Fournisseurs	Top 250 Fournisseurs Préférentiels alignés ou certifiés SBTi	44%	25%	100%	Les fournisseurs doivent être certifiés ou avoir obtenu le statut "Committed SBTi" depuis moins de deux ans et être classés sur la "Liste A Climat" du CDP.	SBTi CDP
Développer les achats responsables	Indice de 100 sur les achats responsables (hors énergie)	59	70	100	Évaluation ESG et achats inclusifs	EcoVadis

Achats d'énergie [G1-2 15a, 15b]

ENGIE joue un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement énergétique dans les zones où il opère. De ce fait, le Groupe doit diversifier ses sources d'approvisionnement afin de garantir la résilience de son approvisionnement, d'autant plus lorsque l'instabilité politique et/ou la limitation des ressources font évoluer la situation des marchés de l'énergie. En décembre 2021, Les tensions sur ces marchés ont rendu la stratégie de diversification des sources d'approvisionnement d'autant plus pertinente. La stratégie de diversification s'appuie sur un portefeuille de contrats à long terme, car il est du devoir du Groupe devoir d'assurer la sécurité d'approvisionnement de ses clients et de ses activités.

La modification des ressources peut entraîner une modification des risques ESG potentiels et des mesures d'atténuation doivent être prises. L'impact ESG est considéré comme un élément clé dans la décision de conclure ou non une transaction spécifique. Les relations contractuelles à long terme permettent de renforcer ces relations, de mettre en œuvre des initiatives ESG et d'assurer leur suivi sur le long terme.

Politiques et processus [G1-2 15a, 15b]

Les politiques et le processus de gestion des risques sociaux et environnementaux liés aux activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE ainsi que la responsabilité de la mise en place des politiques et processus sont décrits au paragraphe 3.1.3.4 Travailleurs de la chaîne de valeur (Energie)

Stratégie ESG sur l'approvisionnement en gaz naturel

En plus de l'approche ESG générale, GEMS a développé une stratégie globale dédiée pour l'approvisionnement en gaz de schiste (américain) pour lequel il est nécessaire de prendre en compte son impact environnemental et social. Les informations publiques et confidentielles disponibles sur les performances des contreparties sont un élément clé dans la décision de conclure ou non une transaction spécifique. Le Groupe choisit des producteurs capables d'offrir les meilleures garanties en termes de traçabilité des émissions et de suivi environnemental de leur activité, de préférence auditée par des tiers indépendants. L'établissement de relations contractuelles à long terme avec les fournisseurs permet au Groupe de renforcer ces relations sur la base d'un suivi à long terme et de la mise en œuvre d'initiatives ESG.

Stratégie de sortie du charbon

Conformément à la politique du groupe ENGIE de quitter les activités d'électricité à base de charbon en Europe en 2025 et dans le monde en 2027, ENGIE a arrêté les activités de gestion de l'énergie qui soutiennent la chaîne d'approvisionnement en charbon.

Actions et moyens dédiés [G1-2 15a, 15b]

Les actions et les ressources en faveur de l'approvisionnement en énergie durable sont décrites dans la Section 3.1.3.4 "Travailleurs de la chaîne de valeur (Energie)".

RECOSI

Pour soutenir sa stratégie d'approvisionnement en énergie durable, ENGIE est devenu membre de l'Initiative d'approvisionnement responsable en matières premières (RECOSI). RECOSI est une organisation associative qui se consacre à guider et à soutenir ses membres dans leur *due diligence* des chaînes d'approvisionnement, et à soutenir les producteurs dans l'amélioration de leur performance ESG. ENGIE participera au programme RECOSI Gas et, avec d'autres membres, s'engage à respecter des normes élevées de performance ESG dans la chaîne d'approvisionnement en gaz.

ENGIE Energia Chile participe au programme Bettercoal de RECOSI pour démontrer son engagement à promouvoir des pratiques plus respectueuses de l'environnement et des droits humains au sein de la chaîne d'approvisionnement du charbon tant que le charbon doit être obtenu.

KPI et données

ENGIE est en train de définir des indicateurs liés à la détérioration des qualités environnementales et sociales des sources alternatives de la chaîne d'approvisionnement achetées dans un contexte d'instabilité des marchés et de raréfaction des ressources. Ces mesures seront divulguées lorsqu'elles seront définies.

3.1.4.2.2 Garantir des pratiques de paiement durables [G1-2, G1-6]

IROs matériels

En matière de pratiques de paiement durables, l'IRO matériel retenu est :

- **impact positif** : Contribution à la solvabilité de nos fournisseurs par nos pratiques de paiement.

Stratégie, politique et processus [G1-2]

[G1-2 14] Le Groupe renforce actuellement son processus de collecte et de fiabilisation des données nécessaires pour déterminer les indicateurs en matière de délais de paiement conformément la norme ESRS G-1.

Par ailleurs, la politique du Groupe en matière de délais de paiement des factures aux fournisseurs consiste à suivre les délais prescrits par la réglementation (qui diffère suivant chaque pays).

Le Groupe exerce une attention particulière sur la situation des PME, plus exposées aux risques de trésorerie. Lors de l'enquête sur les pratiques de paiement des grands comptes envers les PME françaises effectuée par Pacte PME en 2023, ENGIE avait été cité parmi les entreprises les plus vertueuses sur ce point.

[MDR-P 62]. La Charte Achats d'ENGIE souligne son engagement en matière de respect des délais de paiement de ses fournisseurs conformément aux lois et réglementations en vigueur dans tous les pays où opère le Groupe. Le contenu de la Charte est détaillé dans la Section 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie)".

Pour plus d'informations sur les délais de paiement voir Section 6.1.1.5 "Comptes sociaux".

Actions et ressources dédiées

Pour garantir que les pratiques de paiement durables soient respectées, ENGIE a déployé un ensemble d'actions concrètes comme la numérisation des processus de facturation, qui permet un traitement plus rapide et plus transparent des paiements.

De plus, ENGIE a mis en place un suivi rigoureux des délais de paiement afin de s'assurer que les objectifs de paiement durable soient atteints. Les équipes financières collaborent étroitement avec les services d'achats pour garantir le respect des engagements envers les fournisseurs et pour identifier rapidement toute anomalie dans le processus de paiement.

KPIs et cibles [G1-6]

[MDR-T 81a] À l'heure actuelle, ENGIE ne dispose pas des indicateurs consolidés répondant aux exigences des ESRS. Le Groupe étudie les modalités opérationnelles pour être en mesure de collecter les informations nécessaires à la publication de ces indicateurs.

3.1.4.3 Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle [information spécifique]

3.1.4.3.1 Cybersécurité

L'exercice de la double matérialité a identifié les IROs suivant en lien avec la cybersécurité :

- Impact négatif : accidents industriels et/ou nucléaires majeurs, y compris les incidents liés aux **cyberattaques**, affectant les personnes, les biens et l'environnement.
- Impact positif : continuité des services essentiels pour les utilisateurs grâce à des installations et sites efficacement sécurisés et **cybers protégés**.
- Risque : atteinte à la réputation du groupe en cas d'accident industriel et/ou nucléaire, ou de violation de données ou de sûreté résultant d'une **cyberattaque**.

Politique de cybersécurité

L'utilisation de technologies modernes (cloud, intelligence artificielle, objets connectés, plateformes digitales, etc.) et les nouveaux usages (mobilité, télétravail, etc.) dans un contexte de digitalisation des activités métiers (pilotage des moyens de production en temps, supervision des infrastructures, etc.) mais aussi des processus administratifs impactent l'exposition du Groupe au risque de cybersécurité. En cas de cyber attaque, cela pourrait conduire à des risques d'interruption de service ou de perte de productivité, ainsi qu'à des impacts humains et environnementaux.

La performance du Groupe dans le domaine de la cybersécurité participant à sa performance opérationnelle, le Groupe s'organise afin de permettre à chaque client, employé et prestataire d'évoluer dans un climat de confiance numérique pour se prémunir contre les risques potentiels de cybersécurité.

Pour adresser ce risque, ENGIE s'est doté d'un ensemble de politiques et standards cybersécurité chapeautée par la politique Groupe de cybersécurité. Cette politique, signée par la Directrice Générale et la Directrice Générale Adjointe, en charge de la data, du digital et de l'IT, est applicable à tout le Groupe et ses entités pour l'ensemble des Technologies de l'Information (IT) et des Technologies Opérationnelles (OT), et ceci pour toutes les parties prenantes qui interagissent avec ces technologies (clients, employés, fournisseurs, prestataires, etc.). Son implémentation est assurée par le Directeur Sécurité des Systèmes d'Information (DSSI) du Groupe. La politique définit notamment :

- quatorze principes Cybersécurité devant être connus de tous et portant sur la gouvernance de la cybersécurité, la mobilisation de ressources humaines et financières, la sensibilisation des personnes, la gestion du risque et des parties tierces, la sécurisation des infrastructures et des actifs, ainsi que leur maintien en conditions de sécurité, la gestion des accès logiques, la sécurité dans les projets et des développements logiciels, la sécurisation des actifs industriels, la résilience des activités, l'audit et le contrôle, et la mise en conformité réglementaire ;
- la filière, son organisation et sa gouvernance ;
- le corpus documentaire (Politiques thématiques, standards, guidelines) et les processus clés (gestion d'incident, gestion de crise, dérogation, conformité et audit).

Plan d'actions

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Mise en œuvre d'un programme annuel de Cybersécurité à l'échelle du Groupe	Action récurrente	• Surveillance opérationnelle des infrastructures IT, industrielles et solutions digitales • Mise en œuvre et maintien des solutions de cybersécurité obligatoires déployées par le Groupe sur les périmètres IT, industriel et digital • Veille permanente et adaptation des dispositifs de cybersécurité et solutions face aux menaces • Évaluation de la conformité des entités et sites industriels aux exigences du Groupe et aux réglementations en vigueur	Le Groupe et ses entités	Programme annuel

Le programme de Cybersécurité est mis en œuvre annuellement et permet une adaptation et un développement des dispositifs de protection et surveillance du groupe ENGIE aux évolutions de la menace, du contexte interne (organisation, M&A, etc.) et aussi réglementaire.

Sa mise en œuvre est globale et s'appuie sur l'organisation de la filière cybersécurité du Groupe par métier et géographie.

Au regard du caractère sensible de ces informations, les aspects plus opérationnels de la gestion d'incidents de cybersécurité ne peuvent être divulgués.

La gestion globale du risque cybersécurité est décrite dans la Section 2.2.5.2.

Indicateurs

La cybersécurité, en tant que priorité pour ENGIE, est fréquemment surveillée et rapportée à différents niveaux managériaux. Les indicateurs et faits marquants/incidents sont revus hebdomadairement par les DSI (Directeur des Systèmes d'Information) de la filière Digital & IT et RSSI du Groupe et mensuellement en Comité Exécutif.

À titre d'exemple, un des indicateurs principaux, est le score Bitsight qui permet de surveiller l'exposition cyber externe du groupe ENGIE. Ce score proposé par une agence de cyber notation permet d'avoir un contrôle indépendant de son niveau d'exposition.

À date du 31/12/2024, le score Bitsight du groupe ENGIE est de 780 points plaçant le Groupe dans la catégorie "Advanced" conformément à la cible fixée.

3.1.4.3.2 La sûreté des personnes, des sites et des informations

Impact, risques et opportunités

L'implantation internationale du Groupe peut exposer un certain nombre de ses collaborateurs ou sous-traitants à des risques sanitaires et sécuritaires. Par ailleurs, les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, peuvent également être exposés à des actes de malveillance pouvant impacter la sécurité des personnes. Enfin, l'information, constitutive de son patrimoine immatériel, qu'elle soit sur support informatique, physique ou transmise oralement, peut également être exposée à des actes de malveillance pouvant exposer le Groupe à une perte de valeur ou affecter la réputation du Groupe.

La performance du Groupe dans le domaine de la sûreté participe à sa performance opérationnelle, en permettant à chaque employé ou prestataire d'intervenir dans un climat de confiance sur les sites et les zones géographiques où le Groupe opère et en préservant le Groupe de fuites d'informations sensibles pouvant affecter sa compétitivité ou sa réputation.

Politiques de sûreté et de protection de l'information

Le Groupe met en œuvre une politique de protection des personnes et des patrimoines matériels et immatériels qui a été complétée en 2024 par une politique spécifique dédiée à la protection de l'information.

Par ailleurs, le Groupe publie des règles de sûreté applicable aux personnes en mobilité internationale (expatriés et voyageurs d'affaires) ainsi que des standards de protection de sites.

Processus

La maîtrise des risques de sûreté est assurée par la mise en œuvre d'un système de management de la sûreté, processus complet qui vise notamment à identifier les risques et à les traiter en déclinant des plans d'actions adaptés qui prennent en compte le retour d'expérience, dans une logique d'amélioration continue.

La sûreté est intégrée au processus ERM (*Entreprise Risk Management*) du Groupe et inscrite au programme de contrôle interne (INCOME/COR8b).

La direction de la sûreté et de l'intelligence économique assure la gouvernance de la fonction Sûreté et anime, au sein du Groupe, la filière des *Chief Security Officers* (CSOs) et des *Country Security Managers* (CSMs) qui sont chargés de décliner et mettre en œuvre les politiques sûreté au sein du Groupe.

La direction de la sûreté assure également une mission de contrôle de second niveau. Des audits sûreté externes sont aussi menés sur certaines installations.

Plan d'actions

Les zones d'opération du Groupe font l'objet d'une classification à laquelle correspondent des mesures particulières de prévention et de protection, adaptées en fonction des risques. Pour mener à bien cette mission, le Groupe s'appuie sur les services des administrations compétentes (police, justice,...) mais aussi sur des prestataires spécialisés.

À titre d'illustration sont déployés :

- des outils contribuant à la formation, à l'information, au suivi et à l'assistance des collaborateurs ;
- un système d'alerte, d'analyse et de prévention actualisé de façon permanente par des prestataires spécialisés et reconnus ;
- une remontée des incidents au niveau de la direction sûreté au travers d'un outil de reporting (MySecurityIncident) et un traitement systématique. Le Groupe se coordonne avec des prestataires (International SOS, Seerist, etc.) pour la gestion des risques sécuritaires et sanitaires.

Concernant le patrimoine matériel, les sites font l'objet de mesures de protection adaptées au contexte local et révisées selon l'état de la menace. Le Groupe a mis en place un système de recensement et de remontée des incidents afin de mieux évaluer les risques et de renforcer la prévention, en vue de limiter les impacts en cas de survenance d'un acte de malveillance. Leur analyse permet d'élaborer les actions nécessaires, stratégiques et opérationnelles, de prévention et de mitigation.

Concernant l'anticipation des menaces vis-à-vis du patrimoine matériel, le Groupe assure pour le compte des entités et pays :

- une veille sur les menaces visant les installations du Groupe. Les éléments recueillis sont transmis au responsable sûreté des entités concernées qui est chargé de prendre les mesures conservatoires urgentes et pérennes permettant d'assurer la protection des installations visées ;
- une veille sur les "risques pays" afin d'anticiper la menace et d'ajuster le niveau des mesures de protection ;
- la diffusion de standards relatifs aux mesures de protection de certains types d'installation.

Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources en fonction de la nature des activités et des besoins spécifiques de la région, du pays et/ou de l'entité. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, de l'achat ou location des équipements et des matériels de sûreté, ainsi que des coûts externes pour sécuriser ses sites et infrastructures selon la nature des activités ou risques associés. Comme indiqué précédemment, ces coûts sont définis et adaptés localement mais au niveau du Groupe, ils sont considérés comme ayant un impact non significatif.

En matière de protection des informations, le Groupe s'adapte en permanence avec pour objectifs :

- de sensibiliser les collaborateurs. Un *e-learning* consacré à la protection des informations, intégré à la "licence to operate", a été mis en ligne sur l'Intranet Groupe en 2024 et des sessions de sensibilisations dédiées ont été organisées dans les entités ;
- de traiter les incidents constatés ;
- de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation et à l'utilisation frauduleuse de données sensibles.

3.1.4.3.3 Sécurité industrielle

Les activités du Groupe peuvent conduire à des accidents industriels et/ou nucléaires majeurs, y compris les accidents causés ou liés à une cyberattaque, affectant les personnes, les biens et l'environnement.

L'excellence opérationnelle du Groupe lors de l'exploitation d'actifs industriels pour son propre compte ou celui de clients permet d'assurer la prévention des dommages aux personnes et aux biens ainsi que la continuité des services essentiels pour les utilisateurs finals grâce à un haut niveau d'exploitation et de maintenance des installations industrielles, de sûreté des sites et de cybersécurité industrielle.

En matière de sécurité industrielle, il convient de distinguer la sécurité des actifs industriels hors centrales nucléaires et la sécurité des centrales nucléaires, dite "sûreté nucléaire".

Sécurité industrielle hors sûreté nucléaire

Politiques de sécurité industrielle

La sécurité industrielle des installations sur lesquelles le Groupe intervient est une de ses préoccupations majeures. Le traitement de ces risques fait l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques, et des audits des installations concernées sont conduits régulièrement.

Les différentes filiales et entités du Groupe qui exploitent des actifs industriels ont défini et mis en œuvre des politiques de sécurité industrielle spécifiques adaptées à ces activités. Le Directeur Général de la filiale ou de l'entité est responsable de la mise en œuvre de la politique de sécurité industrielle.

Plans d'actions

Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre des réglementations de sécurité, dont la directive européenne dite "Seveso III".

La maîtrise des risques de sécurité industrielle est assurée par la mise en œuvre de systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue. Ces systèmes visent à diminuer le niveau de risque résiduel en traitant en priorité les risques les plus élevés.

Des plans d'actions sont définis et mis en œuvre par les filiales et entités qui exploitent des actifs industriels intégrant le retour d'expérience dans une logique d'amélioration continue.

Par ailleurs, la sécurité industrielle est intégrée de manière spécifique dans les programmes d'audit et de contrôle interne (INCOME) du Groupe.

ENGIE mandate des experts externes pour auditer ses actifs industriels majeurs.

Des audits réguliers sont réalisés par les autorités compétentes locales.

La protection des systèmes de contrôle industriels est intégrée au déploiement de la politique de sécurité des systèmes d'information du Groupe.

Indicateurs : nombre d'événements majeurs

Les filiales qui exploitent des actifs industriels suivent les incidents et accidents liés à la sécurité industrielle.

L'indicateur retenu au niveau du Groupe est le nombre d'événements majeurs survenus dans l'année.

Le 10 octobre 2024 dans la ville de Madero au Mexique s'est produite une explosion de gaz dans un stand de restauration de rue suite à l'accumulation de gaz lié à une fuite sur le réseau de distribution de gaz naturel exploité par le Groupe. Trois personnes qui se trouvaient dans le stand de restauration ont été blessées, avec des brûlures aux premier et troisième degrés. L'une des personnes est décédée en raison d'une infection qui n'a pu être maitrisée. Plusieurs expertises externes ont été diligentées pour déterminer les causes de l'accident. Le Groupe a mis en place une mission d'expertise interne destinée à tirer tous les enseignements de cette explosion.

Sûreté nucléaire

Politique de sûreté nucléaire et de radio protection

Electrabel, seule entité du Groupe opérateur de centrales nucléaires, met en œuvre une politique de sûreté nucléaire et de radio protection destinée à protéger le public, les travailleurs intervenant sur les sites et l'environnement. La mise en œuvre de cette politique est suivie par le Conseil d'Administration d'Electrabel S.A.

Cette politique se base sur trois piliers :

- **le management des risques**, intégrant le suivi proactif du développement de nouvelles lois et directives en matière de sûreté nucléaire et leur respect scrupuleux ;
- **l'amélioration continue** en évaluant en permanence les performances de sûreté nucléaire, en se référant aux normes nationales et internationales, en définissant des plans d'amélioration, en tirant en permanence les leçons du retour d'expérience tant en interne qu'en externe et en impliquant activement tous les collaborateurs dans ce processus d'amélioration continue ;
- **la mesure permanente de l'efficacité de la politique** de sûreté nucléaire au travers de contrôles indépendants internes et externes conduisant à la mise en œuvre d'actions d'amélioration sur la base des recommandations émises, et au travers d'un dialogue permanent avec les autorités et les autorités de sûreté comme avec toutes les autres parties prenantes.

Plans d'actions

Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel conforme aux standards extrêmement élevés de la profession, tels que les normes de sûreté de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA), qui s'exerce à plusieurs niveaux :

- le Rapport de Sûreté (sous la forme d'Arrêté Royal de droit belge) fixe notamment les structures de contrôle du design, des procédures d'exploitation et définit l'organisation et les ressources humaines dédiées ;
- les principes de sûreté sont intégrés dans la gestion opérationnelle des centrales ;
- le respect de ces principes fait l'objet d'une supervision managériale et de contrôles indépendants des organisations opérationnelles, réalisés par le département de sûreté nucléaire (appelé le Service de Contrôle Physique en droit belge) qui dépend directement du Directeur Général d'Electrabel S.A. ;
- le Service de Contrôle Physique peut s'appuyer sur des points de contrôles nombreux, documentés et quantifiés, ainsi que sur des audits.

Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire a une qualification adéquate et est sensibilisée à sa responsabilité personnelle vis-à-vis de la sûreté nucléaire. Dans l'exploitation, le respect des consignes de sûreté, de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles internes par le Service de Contrôle Physique et par l'AFCN, autorité de sûreté nucléaire belge, assistée par Bel-V, sa filiale d'appui technique. Par ailleurs, Electrabel prend en compte les retours d'expérience et les "peer review" périodiques externes du *World Association of Nuclear Operators* (WANO). De plus, le risque terroriste est traité avec les autorités compétentes de l'État belge. Les deux sites nucléaires sont certifiés OHSAS 18001, ISO 45001, ISO 14001 et EMAS.

Indicateurs

Depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'ont jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement.

Electrabel suit les incidents significatifs (de niveau supérieur à trois sur l'échelle INES, *International Nuclear Event Scale*) dans le monde. En 2024, il ne s'est pas produit d'incident significatif sur les centrales de Doel et de Tihange.

3.1.5 Annexes

3.1.5.1 Informations incorporées au moyen de renvois [ESRS-2 BP-2 16]

Norme ESRS	Exigence de publication	Point de donnée	Référence
ESRS 2	**GOV-1** - Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	20 ; 21a, b, c, d, e	Section 4.1.1
			Sections 4.1.2.2 à 4.1.2.4
			Section 4.1.1.7
			Section 4.1.3
		20c, 23a	Section 4.1.1.7 /Sections 4.1.1.9 et 4.1.2.3
ESRS 2	**GOV-3** - Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes d'incitation	GOV-3 29a, e	Sections 4.2.1.2 (Rémunération variable 2024) et 4.2.3.2
ESRS 2	**GOV-2** - Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et questions de durabilité traitées par ces organes	GOV-2 24, 25, 26a, b, c	Section 4.1.2.4 (Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable)
ESRS 2	**SBM-3** - Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	48d	Note 1.3.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
ESRS E1	**SBM-3** - Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	19c	Sections 2.2.2 et 2.2.3
ESRS E5	**E5-2** - Actions et ressources relatives à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	MDR-A 69b, 69c	Note 17.2.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
ESRS G1	**G1-6** - Gestion des relations avec les fournisseurs	MDR-P 62	Section 6.1.1.5

3.1.5.2 Exigences de publication au titre des ESRS couvertes par l'état de durabilité [ESRS-2 IRO-2]

[IRO-2 59] Suite à la détermination des impacts, risques et opportunités matériels, le Groupe a apprécié la matérialité et pertinence de chaque exigence de publication, puis de chaque point de donnée.

Norme ESRS	Exigence de publication	Référence
ESRS 2	**BP-1** – **BP-2** - Base de préparation	Section 3.1.1.1
ESRS 2	**GOV-1** – **GOV-5** - Gouvernance	Sections 3.1.1.3 et 3.1.1.5
ESRS 2	**SBM-1** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.1.2 et Section 3.1.1.4.2
ESRS 2	**IRO-1** - **IRO-2** - Gestion des impacts, risques et opportunité	Sections 3.1.1.4 et 3.1.5
ESRS 2	**MDR-P/A/M/T** - Exigences de publication minimale sur les politiques, actions, indicateurs et cibles	Chaque ESRS thématique
ESRS E1	**ESRS 2 SBM-3** – Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.1.2.1.1
ESRS E1	**ESRS 2 IRO-1** – Description des processus permettant d'identifier et d'évaluer les impacts, risques et opportunités matériels liés au changement climatique	Section 3.1.2.1.1
ESRS E1	**ESRS 2 GOV-3** – Intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation	Section 3.1.2.1.2
ESRS E1	**E1-1** – **E1-8**	Sections 3.1.2.1.2 à 3.1.2.1.4 et 3.1.2.1.6
ESRS E1	**E1-9** - Effets financiers attendus des risques physiques et de transition matériels et opportunités potentielles liées au climat	Disposition transitoire
ESRS E2	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités liés à la pollution	Section 3.1.2.2.2

Norme ESRS	Exigence de publication	Référence
ESRS E2	**E2-1 – E2-4**	Section 3.1.2.2.2
ESRS E2	**E2-4 28 a** : Rejet dans l'eau et dans le sol par polluant figurant à l'annexe II du règlement (CE) no 166/2006 du Parlement européen et du Conseil	Non disponible (1)
ESRS E2	**E2-5** – Substances préoccupantes et substances extrêmement préoccupantes	Non matériel
ESRS E2	**E2-6** – Effets financiers attendus d'impacts, risques et opportunités liés à la pollution	Disposition transitoire
ESRS E3	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés aux ressources hydriques et marines	Section 3.1.2.2.3
ESRS E3	**E3-1** – **E3-4**	Section 3.1.2.2.3
ESRS E3	**E3-5** – Effets financiers attendus d'impacts, risques et opportunités liés aux ressources hydriques et marines	Disposition transitoire
ESRS E4	**ESRS-2 SBM-3** – Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.1.2.2.4
ESRS E4	**ESRS-2 IRO-1** - Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.1.2.2.4
ESRS E4	**E4-1** – **E4-5**	Section 3.1.2.2.4
ESRS E4	**E4-3** - Impacts financiers (coûts directs et indirects), en termes monétaires, des mesures de compensation de la perte de biodiversité	Non Disponible (1)
ESRS E4	**E4-6** – Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à la biodiversité et aux écosystèmes	Disposition transitoire
ESRS E5	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.1.2.2.5
ESRS E5	**E5-1** – **E5-4**	Section 3.1.2.2.5
ESRS E5	**E5-5** – Flux de ressources sortants	Section 3.1.2.2.5
ESRS E5	**E5-6** – Effets financiers attendus des impacts, risques et opportunités liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Disposition transitoire
ESRS S1	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.2.1
ESRS S1	**S1-1** – **S1-17**	Sections 3.1.3.1 et 3.1.3.2.1 à 3.1.3.2.6
ESRS S1	**S1-9 66b** - Répartition des salariés par tranche d'âge	Partiellement disponible (1)
ESRS S1	**S1-16 -** Ecart de rémunération entre femmes et hommes et Ratio de rémunération annuelle totale (RRAT) non calculés sur la base de l'ensemble des rémunérations octroyées (ie rémunérations différées et retraite) pour aligner numérateurs et dénominateurs	Partiellement disponible (1)
ESRS S1	**S1- 17 103c** - Le montant total des amendes, des pénalités et de l'indemnisation des dommages résultant des incidents et plaintes, [pour discrimination y compris le harcèlement], ainsi qu'un rapprochement entre ces montants d'argent et le montant le plus pertinent présenté dans les états financiers	Non disponible (1)
ESRS S1	**S1- 17 104b** - Le montant total des amendes, sanctions et indemnisations résultant des cas décrits au point a) ci-dessus [incidents graves en matière de droits de l'homme], et un rapprochement entre les montants ainsi déclarés et le montant le plus pertinent présenté dans les états financiers	Non disponible (1)
ESRS S2	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.3
ESRS S2	**S2-1** – **S2-5**	Sections 3.1.3.1 / 3.1.3.3 / 3.1.3.4
ESRS S3	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.5
ESRS S3	**S3-1** – **S3-5**	Sections 3.1.3.1 / 3.1.3.5
ESRS S4	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.6
ESRS S4	**S4-1** – **S4-5**	Section 3.1.3.6
ESRS G1	**ESRS-2 GOV-1** – Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	Section 3.1.4.1.1
ESRS G1	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'analyse des impacts, risques et opportunités matériels	Section 3.1.4.1.3
ESRS G1	**G1-1– G1-4, G1-6**	Sections 3.1.4.1.4 à 3.1.4.1.7
ESRS G1	**G1-6 33a, b, c, d** - Délais de paiement fournisseurs	Non disponible (1)
ESRS G1	**G1-5** – Influence politique et activités de lobbying	Non matériel

(1) Indicateurs quantitatifs ou montants monétaires non disponibles ou partiellement disponibles pour lesquels des mesures d'amélioration seront mises en œuvre au cours des prochaines publications.

3.1.5.3 Liste des points de données prévus dans les normes transversales et thématiques qui sont requis par d'autres actes législatifs de l'Union [ESRS-2 IRO-2]

Exigence de publication	Point de donnée	Description	Référence SFDR	Référence pillier 3	Référence de règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section [1]
ESRS 2 GOV-1	21d	Mixité au sein des organes de gouvernance	•		•		État de durabilité
ESRS 2 GOV-1	21e	Pourcentage d'Administrateurs indépendants			•		État de durabilité
ESRS 2 GOV-4	30	Déclaration sur la vigilance raisonnable	•				État de durabilité
ESRS 2 SBM-1	40d i	Participation à des activités liées aux combustibles fossiles	•	•	•		État de durabilité
ESRS 2 SBM-1	40d ii	Participation à des activités liées à la fabrication de produits chimiques	•		•		Non matériel
ESRS 2 SBM-1	40d iii	Participation à des activités liées à des armes controversées	•		•		Non matériel
ESRS 2 SBM-1	40d iv	Participation à des activités liées à la culture et à la production de tabac			•		Non matériel
ESRS E1-1	14	Plan de transition pour atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050				•	État de durabilité
ESRS E1-1	16g	Entreprises exclues des indices de référence "accords de Paris"		•	•		État de durabilité
ESRS E1-4	34	Cibles de réduction des émissions de GES	•	•	•		État de durabilité
ESRS E1-5	38	Consommation d'énergie produite à partir de combustibles fossiles ventilée par source d'énergie (uniquement les secteurs ayant une forte incidence sur le climat	•				État de durabilité
ESRS E1-5	37	Consommation d'énergie et mix énergétique	•				État de durabilité
ESRS E1-5	40 à 43	Intensité énergétique des activités dans les secteurs à fort impact climatique	•				État de durabilité
ESRS E1-6	44	Émissions brutes de GES des scopes 1, 2 ou 3 et émissions totales de GES	•	•	•		État de durabilité
ESRS E1-6	53 à 55	Intensité des émissions de GES brutes	•	•	•		État de durabilité
ESRS E1-7	56	Absorptions de GES et crédits carbone				•	État de durabilité
ESRS E1-9	66	Exposition du portefeuille de l'indice de référence à des risques physiques liés au climat			•		Disposition transitoire
ESRS E1-9	66a, 66c	Désagrégation des montants monétaires par risque physique aigu et chronique / Localisation des actifs importants exposés à un risque physique matériel		•			Disposition transitoire
ESRS E1-9	67c	Ventilation de la valeur comptable des actifs immobiliers de l'entreprise par classe d'efficacité énergétique		•			Disposition transitoire
ESRS E1-9	69	Degré d'exposition du portefeuille aux opportunités liées au climat			•		Disposition transitoire
ESRS E2-4	28	Quantité de chaque polluant énuméré dans l'annexe II du règlement E-PRTR (registre européen des rejets et des transferts de polluants)	•				Non disponible
ESRS E3-1	9	Ressources hydriques et marines	•				Non matériel
ESRS E3-1	13	Politique en la matière	•				Non matériel
ESRS E3-1	14	Pratiques durables en ce qui concerne les océances et les mers	•				Non matériel
ESRS E3-4	28c	Pourcentage total d'eau recyclée et réutilisée	•				État de durabilité
ESRS E3-4	29	Consommation d'eau totale en m^3 par rapport au chiffre d'affaires généré par les propres activités de l'entreprise	•				État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 - E4	16a i	-	•				État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 - E4	16b	-	•				État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 - E4	16c	-	•				État de durabilité
ESRS E4-2	24b	Pratiques ou politiques foncières/agricoles durables	•				Non matériel
ESRS E4-2	24c	Pratiques ou politiques durables en ce qui concerne les océans/mers	•				Non matériel
ESRS E4-2	24d	Politique de lutte contre la déforestation	•				Non matériel
ESRS E5-5	37d	Déchets non recyclés	•				État de durabilité
ESRS E5-5	39	Déchets dangereux et déchets radioactifs	•				Non matériel
ESRS 2 - SBM3 - S1	14f	Risque de travail forcé	•				Non matériel

Exigence de publication	Point de donnée	Description	Référence SFDR	Référence pillier 3	Référence de règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section [1]
ESRS 2 - SBM3 - S1	14g	Risque d'exploitation d'enfants par le travail	•				Non matériel
ESRS S1-1	20	Engagements à mener une politique en matière des droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S1-1	21	Politiques de vigilance raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation internationale du travail			•		État de durabilité
ESRS S1-1	22	Processus et mesures de prévention de la traite des êtres humains	•				Non matériel
ESRS S1-1	23	Politique de prévention ou système de gestion des accidents du travail	•				État de durabilité
ESRS S1-3	32c	Mécanismes de traitement des différends ou des plaintes	•				État de durabilité
ESRS S1-14	88b, 88c	Nombre de décès et nombre et taux d'accidents liés au travail	•		•		État de durabilité
ESRS S1-14	88e	Nombre de jours perdus pour cause de blessures, d'accidents, de décès ou de maladies	•				Disposition transitoire
ESRS S1-16	97a	Écart de rémunération entre hommes et femmes non corrigé	•		•		Partiellement disponible
ESRS S1-16	97b	Ratio de rémunération excessive du directeur général	•				Partiellement disponible
ESRS S1-17	103a	Cas de discrimination	•				État de durabilité
ESRS S1-17	104a	Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 – S2	11b	Risque important d'exploitation d'enfants par le travail ou de travail forcé dans la chaîne de valeur	•				État de durabilité
ESRS S2-1	17	Engagements à mener une politique en matière des Droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S2-1	18	Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur	•				État de durabilité
ESRS S2-1		Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS S2-1	19	Politiques de vigilance raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation Internationale du Travail			•		État de durabilité
ESRS S2-4	36	Problèmes et incidents en matière de Droits de l'Homme liés à la chaîne de valeur en amont ou en aval	•				État de durabilité
ESRS S3-1	16	Engagements à mener une politique en matière des droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S3-1	17	Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme, des principes de l'OIT et/ou des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS S3-4	36	Problèmes et incidents en matière de Droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S4-1	16	Politiques relatives aux consommateurs et aux utilisateurs finals	•				État de durabilité
ESRS S4-1	17	Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS S4-4	35	Problèmes et incidents en matière de droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS G1-1	10b	Convention des Nations Unies contre la corruption	•				État de durabilité
ESRS G1-1	10d	Protection des lanceurs d'alerte	•				État de durabilité
ESRS G1-4	24a	Amendes pour infraction à la législation sur la lutte contre la corruption et les actes de corruption	•		•		État de durabilité
ESRS G1-4	24b	Normes de lutte contre la corruption et les actes de corruption	•				État de durabilité

(1) Se référer à la colonne "Exigence de publication" pour identifier où le point de donnée figure dans l'état de durabilité.

3.1.5.4 Eléments essentiels de la vigilance raisonnable - Table de corresponsance [GOV-4]

		Sections dans l'état de durabilité :		
Processus de vigilance	Exigences de Publication	Générales	Environnementales	Sociales
a/ Intégrer la vigilance raisonnable dans la gouvernance, la stratégie et le modèle économique	**ESRS 2 GOV-2 :** Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et enjeux de durabilité traités par ces organes	3.1.1.3.3 3.1.2.2.1		
	ESRS 2 GOV-3 : Intégration des performances en matière de durabilité dans le mécanismes d'incitation	3.1.1.3.2 3.1.2.1.2		
	ESRS 2 SMB-3 : Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	3.1.1.4.2	3.1.2.1.1 3.1.2.2.4	3.1.3.2.1 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
b/ Dialoguer avec les parties prenantes affectées	**ESRS 2 GOV-2 :** Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et enjeux de durabilité traités par ces organes	3.1.1.3.3 3.1.2.2.1		
	ESRS 2 SBM-2 : Intérêts et points des parties prenantes	3.1.1.2.3		3.1.3.2.1 3.1.3.3 3.1.3.5 3.1.3.6
	ESRS 2 IRO-1 : Description du processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels	3.1.1.4.1		
	ESRS 2 MDR-P : Politiques adoptées pour gérer les enjeux de durabilité matériels.		3.1.2.1.2 3.1.2.2.2 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	3.1.3.1 3.1.3.2.3 3.1.3.2.5 3.1.3.2.6 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
	ESRS S1-2 : Personnel de l'entreprise			3.1.3.2.3 3.1.3.2.4
	ESRS S3-1 : Communautés affectées			3.1.3.5
	ESRS S4-2 : Consommateurs et utilisateurs finaux			3.1.3.6
c/ Identifier et évaluer les impacts négatifs sur les personnes et l'environnement	**ESRS 2 IRO-1 :** Description du processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels	3.1.1.4.1	3.1.2.1.1 3.1.2.2.3 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	
	ESRS 2 SMB-3 : Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	3.1.1.4.2	3.1.2.1.1 3.1.2.2.4	3.1.3.2.1 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
d/ Mettre en œuvre des actions pour remédier aux impacts négatifs sur les personnes et l'environnement	**ESRS E1-1 :** Plan de transition		3.1.2.1.3	
	ESRS 2 MDR-A : Actions et ressources relatives aux enjeux de durabilité matériels		3.1.2.1.4 3.1.2.1.5 3.1.2.2.2 3.1.2.2.3 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	3.1.3.2.3 3.1.3.2.4 3.1.3.2.5 3.1.3.2.6 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
e/ Suivre l'efficacité de ces efforts	**Suivi de la démarche de vigilance droits humains**			3.1.3.1
	Indicateurs et cibles : • **ESRS 2 MDR-M :** Indicateurs relatifs aux enjeux de durabilité matériels • **ESRS 2 MDR-T :** Suivi de l'efficacité des politiques et des actions au moyen de cibles		3.1.2.1.4 3.1.2.1.5 3.1.2.1.6 3.1.2.2.2 3.1.2.2.3 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	3.1.3.2.1 3.1.3.2.3 3.1.3.2.4 3.1.3.2.5 3.1.3.2.6 3.1.3.3 3.1.3.5 3.1.3.6

3.1.5.5 Liste des sites prioritaires matériels [ESRS E4 SBM-3 16a i, ii, iii]

Global Business Unit	Pays	Site	Activité	Zones sensibles	Criticité d'impact	Criticité de dépendance
Thermal	Belgique	ARLANXEO	Centrale thermique gaz	Uitgebreid bosbeheerplan Antwerpen (IUCN cat VI) , Hobokense Polder (IUCN cat IV), NBP-OV-21-0025 type 3 (IUCN cat IV), NBP-OV-21-0025 type 4 (IUCN cat IV), NBP-AN-21-0125 type 4 (IUCN cat IV), Kuifeend and Blokkersdijk (KBA), Schelde- en Durmeëstuarium van de Nederlandse grens tot Gent (Natura 2000)	Élevé	Moyen
Energy Solutions	États Unis	Suez Denver Metro, LLC	Centrale biomasse	Jeffco (IUCN cat V) Lookout Mountain (IUCN cat V), South Table Mountain Park (IUCN cat V) Camp George West (IUCN cat V), Mount Galbraith (IUCN cat V), North Table Mountain (IUCN cat V), Van Bibber (IUCN cat V).	Très élevé	Moyen
Networks	Chili	GNL Mejillones	Terminal GNL	Bahía de Mejillones (KBA)	Très élevé	Moyen
Thermal	Espagne	CARTAGENA	Centrale thermique gaz	Islas e Islotes del Litoral Mediterráneo (IUCN cat V), Sierra de Fausilla (KBA), Sierra de la Fausilla (Natura 2000)	Élevé	Moyen
Renewables	Chili	CHAPIQUIÑA	Hydroélectricité	Parque Nacional Lauca (KBA), Lauca (MAB)	Élevé	Élevé
Renewables	Belgique	DOUR	Éolien	Coron du Marais de Montreuil (IUCN cat IV), Les Préelles (IUCN cat IV), Marais de Montroeul (IUCN cat IV), Scarpe-Escaut (IUCN cat V), Bassin de la Haine (KBA), Vallée de la Haine en aval de Mons (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Thermal	Pays Bas	EEMS	Centrale thermique gaz	Niedersächsisches Wattenmeer (IUCN cat II), Waddenzee (IUCN cat IV), Außenems (IUCN cat IV) Wadden Sea (RAMSAR), Waddenzee (KBA), Waddensea of Lower Saxony (MAB), Waddenzee (Natura 2000), Wadden Sea (UNESCO)	Élevé	Moyen
Energy Solutions	Italie	Agrinergia Srl	Biométhaniseur	Monti Lepini (KBA), Monti Lepini (Natura 2000)	Très élevé	Très élevé
Energy Solutions	Portugal	Climaespaco	Production de froid	Estuário do Tejo (IUCN cat V) Estuário do Tejo (RAMSAR), Estuário do Tejo (KBA), Estuário do Tejo (Natura 2000)	Faible	Moyen
Energy Solutions	Italie	PAPARDO (ME)	Centrale thermique gaz	Riserva naturale orientata Laguna di Capo Peloro (IUCN cat IV) Monti Peloritani (KBA), Monti Peloritani, Dorsale Curcuraci, Antennamare e area marina dello stretto di Messina (Natura 2000)	Faible	Moyen
Renewables	Italie	MONTE DELLA DIFESA	Éolien	Riserva naturale Foce Sele - Tanagro (IUCN cat IV) Parco nazionale del Cilento e Vallo di Diano (IUCN cat II), Monti Alburni (KBA), Cilento and Val de Diano (MAB), Fiumi Tanagro e Sele (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Espagne	OLVERA	Hydroélectricité	Río Guadalimar (IUCN cat IV), Noreste de Jaén (KBA), Río Guadalimar (Natura 2000)	Élevé	Élevé
Thermal	Australie	PELICAN POINT	centrale thermique gaz	Adelaide International Bird Sanctuary-Winaityinaityi Pangkara (IUCN cat VI) Torrens Island (IUCN cat III), Gulf St Vincent (KBA)	Élevé	Moyen
Renewables	Italie	PIANO DEL CORNALE	Éolien	Riserva naturale Foce Sele - Tanagro (IUCN cat IV), Parco regionale Monti Picentini (IUCN cat V) Monti Picentini (KBA), Picentini (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Italie	PONTINIA	parc solaire	Monti Lepini (KBA), Monti Lepini (Natura 2000)	Faible	Moyen
Renewables	Pérou	QUITARACSA	Hydroélectricité	Huascarán (IUCN cat II), Parque Nacional Huascarán y zona de amortiguamiento (KBA), Huascarán National Park (UNESCO)	Élevé	Élevé
Renewables	Belgique	SINT GILLIS WAAS	Éolien	NBP-OV-21-0280 type 4 (IUCN cat IV), De Gavers (IUCN cat IV), NBP-OV-20-0139 type 3 (IUCN cat IV), NBP/OV/20/0286 type 4 (IUCN cat IV), Lange Vaag (IUCN cat IV), Grote Geule (IUCN cat IV), Schorren en Polders van de Beneden-Schelde (KBA), Bossen en heiden van zandig Vlaanderen: oostelijk deel (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Pays Bas	Windpark Eems	Éolien	Niedersächsisches Wattenmeer (IUCN cat II), Außenems (IUCN cat IV), Waddenzee (IUCN cat IV), Wadden Sea (RAMSAR), Waddenzee (KBA), Waddensea of Lower Saxony (MAB), Waddenzee (Natura 2000), Wadden Sea (UNESCO)	Moyen	Élevé
Networks	France	Terminal Fos Tonkin	Terminal GNL	Grands Paluds - Gonon (IUCN cat IV), Camargue (IUCN cat V),Coussouls De Crau (IUCN cat IV),Poste De Feuillane (IUCN cat IV), La crau (IUCN cat IV),Marais entre Crau et Grand Rhône: Meyranne,Chanoine, Plan de Bourg et Salins du Caban (KBA), Marais entre Crau et Grand Rhône (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Networks	France	Terminal Montoir de Bretagne	Terminal GNL	Estuaire de la loire (IUCN cat IV), Brière (IUCN cat V), Grande Briere (RAMSAR), Estuaire de la Loire (KBA), Estuaire de la Loire (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Networks	France	Fosmax LNG (Fos Cavaou)	Terminal GNL	Poste De Feuillane (IUCN cat IV), Camargue (IUCN cat V), Brière (IUCN cat V), Marais De Liberge (IUCN cat IV), Estuaire de la loire (IUCN cat IV), Etangs de Citis (KBA), Lavalduc (KBA), Engrenier (KBA), Pourra (KBA), l'Estomac (KBA), Fos et salines de Rassuen et de Fos (KBA), Camargue (Natura 2000)	Très élevé	Moyen

Global Business Unit	Pays	Site	Activité	Zones sensibles	Criticité d'impact	Criticité de dépendance
Networks	France	GIE Géométhane (Manosque)	Stockage de gaz	Lubéron (IUCN cat III), Périmètre De Protection De La Réserve Naturelle Géologique De Luberon (IUCN cat IV), Luberon Oriental (IUCN cat IV), Luberon (IUCN cat V), Moyenne Vallée de la Durance (KBA), Adrets de Montjustin - les Craux - rochers et crêtes de Volx (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Nuke	Belgique	Doel	Centrale nucléaire	NBP-OV-23-0010G type 4 (IUCN cat IV), NBP-AN-20-0027 type 2 (IUCN cat IV), NBP-AN-18-0050 type 2 (IUCN cat VI), NBP-OV-23-0010G type 3 (IUCN cat IV), NBP-AN-20-0145G type 3 (IUCN cat IV), NBP-OV-20-0155 type 3 (IUCN cat IV), NBP-AN-20-0145 type 3 (IUCN cat IV) NBP-AN-21-0273 type 4 (IUCN cat IV), Westerschelde & Saeftinghe (IUCN cat IV) Schorren van de Beneden Schelde (RAMSAR), Schorren en Polders van de Beneden-Schelde (KBA), Schorren en Polders van de Beneden-Schelde (Natura 2000)	Élevé	Moyen
Energy Solutions	France	MÂCON BRUYERES	Centrale gaz biomasse	Prairies inondables du val de saone (IUCN cat IV), Val de Saône (KBA), Val de Saône (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	ERENA-CAL	Centrale gaz biomasse	La carrière de Misery (IUCN cat IV), Estuaire de la Loire (KBA), Estuaire de la Loire (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	ERENA-MLK	Centrale gaz biomasse	Vallée de la Loire : de Nantes à Montsoreau (KBA), Vallée de la Loire de Nantes aux Ponts-de-Cé et ses annexes (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	Bourges Bio Energie Services	Centrale gaz biomasse	Vallée de l'Yèvre (KBA), Vallée de l'Yèvre (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	SDC Montgaillard	Centrale gaz biomasse	Cap de la heve (IUCN cat IV), Cap Fagnet (KBA), Littoral Cauchois (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	Société Blésoise de Distribution de chaleur (SBDC)	Centrale gaz biomasse	Îles de la Saulas, des Tuileries, de Chaumont et de l'ancien barrage (IUCN cat IV), Le Côteau (IUCN cat IV), Vallée de la Loire : environs de Blois (KBA), Vallée de la Loire de Mosnes à Tavers (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	SODC	Centrale gaz biomasse	Saint-Mesmin (IUCN cat IV), Périmètre De Protection De La Réserve Naturelle De Saint-Mesmin (IUCN cat IV), Vallée de la Loire : Orléanais (KBA), Vallée de la Loire du Loiret (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	CTSP	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Kafeate	Éolien	Massif de Koniambo (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Mont Mau	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Négandi	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Prony 1&2	Éolien	Pic du Pin (IUCN cat IV), Les Lacs du Grand Sud Neo-Caledonien (RAMSAR), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Prony 3	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Touango	Éolien	Pic du Pin (IUCN cat IV), Les Lacs du Grand Sud Neo-Caledonien (RAMSAR)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	GE La Coulée MDE	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	GE Negandi MDE	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	GE PK4 MDE	Éolien	Ouen Toro (IUCN cat II), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Solaire AE La Conception	Solaire	Provincial de Thy (IUCN cat II), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Faible	Moyen
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Solaire AE PK4 192 kWc	Solaire	Ouen Toro (IUCN cat II), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Faible	Moyen

Global Business Unit	Pays	Site	Activité	Zones sensibles	Criticité d'impact	Criticité de dépendance
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Solaire Helio Panc	Solaire	Ouen Toro (IUCN cat II), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Faible	Moyen
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie / France	Solaire EEC PK4 222 kWc	Solaire	Ouen Toro (IUCN cat II), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Faible	Moyen
Energy Solutions	France	BEA - Bois Energies Annemasse SAS	Centrale biomasse	Petit Salève (IUCN cat IV),Mesures compensatoires rte juvigny (IUCN cat IV),Bois De La Vernaz Et Îles D'Arves (IUCN cat IV), Les Creuses (IUCN cat IV),Choulex (IUCN cat IV),Haute Seymaz (IUCN cat IV),Rive gauche du Petit-Lac (GE) (IUCN cat IV), Cologny (IUCN cat IV), Dolliets (IUCN cat IV), Lac Léman: Versoix-Hermance-Genève (KBA), Le Salève (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	ECLA	Centrale gaz /biomasse	Volcans D'Auvergne (IUCN cat V), Vallées et côteaux thermophiles au nord de Clermont-Ferrand (Natura 2000), Chaîne des Puys - Limagne fault tectonic arena (UNESCO)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	SDC Moulins	Centrale gaz /biomasse	Rivière Allier (IUCN cat IV),Vercors (IUCN cat V), Colline De Comboire (IUCN cat IV), Marais Des Engenières (IUCN cat IV), Chartreuse (IUCN cat V), Val d'Allier Bourbonnais (KBA), Vallée de l'Allier nord (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	SDCF	Centrale gaz /biomasse	Gorges De La Loire (IUCN cat IV), Pilat (IUCN cat V), Vallée de la Loire : gorges de la Loire (KBA), Gorges de la Loire (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	SALINE ENERGIE SERVICES	Centrale gaz /biomasse	Pointe de roux (IUCN cat IV), Estuaire De La Gironde Et Mer Des Pertuis (IUCN cat V), Anse du Fiers d'Ars en Ré (KBA), Pertuis charentais - Rochebonne (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Renewables	France	Ferme de Magné	Solaire	Landes de cadeuil (IUCN cat IV), La Massonne (IUCN cat IV), Tour de broue (IUCN cat IV), Marais de broue (IUCN cat IV), Marais et estuaire de la Seudre (KBA), Landes de Cadeuil (Natura 2000)	Faible	Moyen
Renewables	France	XANTON NORD	Éolien	Marais Poitevin (IUCN cat V), Plaine calcaire du sud Vendée (KBA), Marais poitevin (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Portugal	Eólica da Lomba, S.A (full conso)	Éolien	Serra da Estrela (IUCN cat V) Serra da Estrela (KBA), Serra da Estrela (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Portugal	Parque Eolico Serra do Ralo, SA (full conso)	Éolien	Serra da Estrela (IUCN cat V) Serra da Estrela (KBA), Serra da Estrela (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Espagne	Marcela Solar	Solaire	Corredor Ecológico del Río Guadiamar (IUCN cat IV), Corredor verde del Guadiamar (IUCN cat V), Condado - Campiña (KBA), Corredor Ecológico del Río Guadiamar (Natura 2000)	Faible	Moyen
Energy Solutions	France	EOLYO Tarnos	Centrale gaz /biomasse	Le metro (IUCN cat IV), Marais d'Orx et zones humides associées (RAMSAR), Domaine d'Orx (KBA), Zone humide du Métro (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	Chaufferie de Lons	Centrale gaz /biomasse	Corridor de l'ousse-des-bois (IUCN cat IV) Barrage d'Artix et Saligue du Gave de Pau (KBA) Gave de Pau (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	Chaufferie de Pau	Centrale gaz /biomasse	Corridor de l'ousse-des-bois (IUCN cat IV) Barrage d'Artix et Saligue du Gave de Pau (KBA) Gave de Pau (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	Technopole Brest Iroise	Centrale gaz /biomasse	Goulet de brest (IUCN cat IV) Armorique (IUCN cat V) Presqu'île de Crozon, Tas de Pois et Rochers du Toulinguet (KBA) Presqu'île de Crozon (Natura 2000)	Très élevé	Moyen

ND = Non disponible. Les niveaux de criticité d'impact et de dépenedance ne sont pas disponibles en 2024 pour les activités de stockage en batteries, lignes de transmission électrique, biométhaniseurs et réseaux de froid.

3.1.5.6 Tableaux Taxonomie

Les trois tableaux présentés dans les doubles pages ci-après reprennent les modèles standards pour les informations liées aux données 2024 sur les indicateurs Chiffre d'affaires, CAPEX et OPEX selon le Règlement délégué (UE) n°2021/2178 de la Commission Européenne daté du 6 juillet 2021

Part du Chiffre d'affaires 2024 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

				Critères de contribution substantielle					
Activités économiques (1)	Codes (2)	Chiffre d'affaires absolu (3) M€	Part du chiffre d'affaires (4) %	Atténuation du changement climatique (5) O ; N ; N/EL	Adaptation au changement climatique (6) O ; N ; N/EL	Ressources aquatiques et marine (7) O ; N ; N/EL	Pollution (8) O ; N ; N/EL	Économie circulaire (9) O ; N ; N/EL	Biodiversité et écosystèmes (10) O ; N ; N/EL
A. ACTIVITES ELIGIBLES A LA TAXONOMIE									
A.1 Activités durable sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)									
Fabrication d'équipements à bon rendements énergétique pour la construction de bâtiments	CCM 3.5	108	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM/CCA 4.1	635	0,9%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie de l'énergie solaire concentrée	CCM 4.2	76	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM/CCA 4.3	1 116	1,5%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	3 413	4,6%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	12	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	264	0,4%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	501	0,7%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbonne	CCM 4.14	239	0,3%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	1 363	1,8%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	95	0,1%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	CCM 4.22	0	0,0%	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par bioénergie	CCM 4.24	17	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	23	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	890	1,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	61	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	39	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	42	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transports urbains et suburbains, transport routiers de voyageurs	CCM 6.3	0	0,0%	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	1	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	1 806	2,4%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement, annexés à des bâtiments)	CCM/CCA 7.4	90	0,1%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	12	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	325	0,4%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Programmation, conseil et autres activités informatiques	CCM/CCA 8.2	18	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	2	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	2 680	3,6%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Chiffre d'affaires des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	**TOTAL**	**13 826**	**19%**	**98%**	**2%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**
Dont habilitantes		**5 435**	**7%**	**100%**					
Dont transitoires		**99**	**0%**						
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)									
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM/CCA 4.1	1	0,00%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	294	0,40%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	51	0,07%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	82	0,11%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	547	0,74%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	2	0,00%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	CCM 4.22	2	0,00%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM/CCA 4.29	2 472	3,35%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	405	0,55%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	6	0,01%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	62	0,08%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transports urbains et suburbains, transport routiers de voyageurs	CCM 6.3	17	0,02%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	49	0,07%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	265	0,36%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	0	0,00%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	14	0,02%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	EL	N/EL
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	4	0,01%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Chiffre d'affaires des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**4 273**	**6%**						
TOTAL (A.1 + A.2)		**18 099**	**24,5%**						
B. ACTIVITES NON ELIGIBLES A LA TAXONOMIE									
Chiffre d'affaires des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**55 713**	**75%**						
TOTAL (A + B)		**73 812**	**100%**						

	Critères d'absences de préjudice important (DNSH - *Does Not Significantly Harm*)									
	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part du chiffre d'affaires alignée sur la taxonomie, année 2023 (18)	Catégorie "activité habilitante" (20)	Catégorie "activité transitoire" (21)
Codes (2)	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	%	H	T
CCM 3.5	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.1	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,6%		
CCM 4.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,0%		
CCM/CCA 4.5	NON	NON	NON	NON	OUI	NON	OUI	4,5%		
CCM/CCA 4.8	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.9	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM 4.10	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,7%	H	
CCM 4.14	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,3%		
CCM/CCA 4.15	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,0%		
CCM/CCA 4.20	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM4.22	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.24	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM 4.25	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.28	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,0%		
CCM 4.30	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		T
CCM 4.31	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		T
CCM 5.7	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 6.3	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		T
CCM 6.15	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 7.3	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,5%	H	
CCM/CCA 7.4	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
CCM 7.5	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 7.6	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%	H	
CCM/CCA 8.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 9.1	NON	OUI	OUI	OUI	NON	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM/CCA 9.3	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	3,6%	H	
TOTAL								**18%**		
CCM/CCA 4.1								0,0%		
CCM/CCA 4.5								0,4%		
CCM/CCA 4.8								0,1%		
CCM/CCA 4.9								0,2%		
CCM/CCA 4.15								0,6%		
CCM/CCA 4.20								0,0%		
CCM4.22								0,0%		
CCM/CCA 4.29								3,9%		
CCM 4.30								0,8%		
CCM 4.31								0,0%		
CCM 5.7								0,1%		
CCM 6.3								0,0%		
CCM 6.15								0,0%		
CCM7.3								0,2%		
CCM 7.5								0,0%		
CCM 9.1								0,0%		
CCM/CCA 9.3								0,0%		
								6%		

Part des Dépenses d'investissement (CAPEX) 2024 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

CAPEX				Critères de contributionsubstantielle					
		CAPEX absolues (3)	Part des CAPEX (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marine (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)
Activités économiques (1)	Codes (2)	M€	%	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL
A. ACTIVITES ELIGIBLES A LA TAXONOMIE									
A.1 Activités durable sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)									
Fabrication d'Hydrogène	CCM 3.10	0	0,0%	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Fabrication d'équipements à bon rendements énergétique pour la construction de bâtiments	CCM 3.5	5	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM/CCA 4.1	2 877	23,4%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie de l'énergie solaire concentrée	CCM 4.2	0	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM/CCA 4.3	2 418	19,7%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	532	4,3%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	0	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	0	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	806	6,6%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage d'hydrogène	CCM 4.12	1	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbonne	CCM 4.14	215	1,7%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	265	2,2%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	7	0,1%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par bioénergie	CCM 4.24	1	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	88	0,7%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	0	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	3	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	4	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	52	0,4%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	27	0,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement, annexés à des bâtiments)	CCM/CCA 7.4	144	1,2%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	9	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	6	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Programmation, conseil et autres activités informatiques	CCM/CCA 8.2	4	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	3	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	109	0,9%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
CAPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	**TOTAL**	**7 576**	**62%**	**100%**	**0%**				
Dont activités habilitantes		**1 109**	**9%**	**100%**	**0%**				
Dont activités transitoires		**7**	**0%**	**0%**					
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)									
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM/CCA 4.3	0	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	4	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	0	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	8	0,1%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	23	0,2%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage d'hydrogène	CCM 4.12	7	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	113	0,9%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	1	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	6	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	543	4,4%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	44	0,4%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	0	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	40	0,3%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	11	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	1	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	3	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
CAPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**806**	**7%**						
TOTAL A1+A2		**8 382**	**68%**						
B. ACTIVITES NON ELIGIBLES A LA TAXONOMIE									
CAPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**3 912**	**32%**						
TOTAL A+B		**12 294**	**100%**						

	Critères d'absences de préjudice important (DNSH - *Does Not Significantly Harm*)									
	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part des CAPEX alignée sur la taxonomie, année 2023 (18)	Catégorie "activité habilitante" (20)	Catégorie "activité transitoire" (21)
Codes (2)	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	%	H	T
CCM 3.10	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM 3.5	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.1	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	20,2%		
CCM 4.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,3%		
CCM/CCA 4.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	18,4%		
CCM/CCA 4.5	NON	NON	NON	NON	OUI	NON	OUI	2,3%		
CCM/CCA 4.8	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.9	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.10	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	15,5%	H	
CCM 4.12	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 4.14	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,1%		
CCM/CCA 4.15	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,9%		
CCM/CCA 4.20	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.24	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%		
CCM 4.28	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%		
CCM 4.29	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,3%		T
CCM4.30	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		T
CCM 4.31	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T
CCM 5.7	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%		
CCM7.3	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,3%	H	
CCM/CCA 7.4	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,6%	H	
CCM 7.5	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%	H	
CCM 7.6	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,6%	H	
CCM/CCA 8.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM9.1	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
CCM/CCA 9.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,5%	H	
TOTAL								**66%**		
CCM/CCA 4.3								0,1%		
CCM/CCA 4.5								0,0%		
CCM/CCA 4.8								0,0%		
CCM/CCA 4.9								0,8%		
CCM 4.10								0,0%		
CCM 4.12								0,0%		
CCM/CCA 4.15								0,5%		
CCM/CCA 4.20								0,2%		
CCM 4.25								0,0%		
CCM 4.29								4,5%		
CCM 4.30								0,2%		
CCM 4.31								0,0%		
CCM 5.7								0,2%		
CCM 7.3								0,0%		
CCM 7.6								0,0%		
CCM 9.1								0,0%		
								7%		

Part des Dépenses Opérationnelles (OPEX) 2024 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

OPEX				Critères de contribution substantielle					
Activités économiques (1)	Codes (2)	OPEX absolues (3)	Part des OPEX (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marine (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)
		M€	%						
A.1 ACTIVITÉS DURABLE SUR LE PLAN ENVIRONNEMENTAL (ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE)									
Fabrication d'équipements à bon rendements énergétique pour la construction de bâtiments	CCM 3.5	2	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM/CCA 4.1	91	2,1%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie de l'énergie solaire concentrée	CCM 4.2	15	0,3%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM/CCA 4.3	326	7,4%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	217	4,9%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	1	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	7	0,2%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	32	0,7%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage d'hydrogène	CCM 4.12	3	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbonne	CCM 4.14	54	1,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	135	3,1%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	3	0,1%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par bioénergie	CCM 4.24	4	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	0	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	37	0,9%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	10	0,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	1	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	6	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	0	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	167	3,8%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement, annexés à des bâtiments)	CCM/CCA 7.4	2	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	79	1,8%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Programmation, conseil et autres activités informatiques	CCM/CCA 8.2	2	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	2	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	644	14,7%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
OPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	**TOTAL**	**1 842**	**42%**	**98%**	**2%**				
Dont activités habilitantes		**932**	**21%**	**99%**	**1%**				
Dont activités transitoires		**11**	**0%**	**1%**					
A.2 ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE MAIS NON DURABLES SUR LE PLAN ENVIRONNEMENTAL (NON ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE)									
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM/CCA 4.1	2	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM/CCA 4.3	2	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	7	0,2%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	3	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	40	0,9%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	97	2,2%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	1	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	CCM 4.22	2	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	1	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM/CCA 4.29	212	4,8%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	48	1,1%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	2	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	31	0,7%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	120	2,7%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	0	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
OPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**567**	**13%**						
TOTAL A1+A2		**2 408**	**55%**						
B. ACTIVITES NON ELIGIBLES A LA TAXONOMIE									
OPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**1 976**	**45%**						
TOTAL A+B		**4 384**	**100%**						

Codes (2)	Critères d'absences de préjudice important (DNSH - *Does Not Significantly Harm*)						Garanties minimales (17)	Part des OPEX alignée sur la taxonomie, année 2023 (18)	Catégorie "activité habilitante" (20)	Catégorie "activité transitoire" (21)
	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)				
	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON		%	H	T
CCM 3.5	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.1	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,1%		
CCM 4.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM/CCA 4.3	OUI	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	6,9%		
CCM/CCA 4.5	NON	NON	NON	NON	OUI	NON	OUI	6,5%		
CCM/CCA 4.8	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM/CCA 4.9	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM 4.10	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,8%	H	
CCM 4.12	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
CCM 4.14	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,4%		
CCM/CCA 4.15	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	5,2%		
CCM/CCA 4.20	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM 4.24	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM 4.25	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM 4.28	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,1%		
CCM 4.30	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T
CCM 4.31	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T
CCM 5.7	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM 6.15	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%	H	
CCM 7.3	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	3,0%	H	
CCM/CCA 7.4	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 7.6	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,5%	H	
CCM/CCA 8.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 9.1	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM/CCA 9.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	6,7%	H	
TOTAL								**36%**		
CCM/CCA 4.1								0,0%		
CCM/CCA 4.3								0,1%		
CCM/CCA 4.5								0,2%		
CCM/CCA 4.8								0,2%		
CCM/CCA 4.9								1,4%		
CCM/CCA 4.15								2,9%		
CCM/CCA 4.20								0,0%		
CCM 4.22								0,1%		
CCM 4.25								0,0%		
CCM/CCA 4.29								6,1%		
CCM 4.30								1,4%		
CC 4.31								-0,1%		
CCM 5.7								0,8%		
CCM 7.3								3,0%		
CCM 7.5								0,1%		
								16%		

DEGRÉ D'ÉLIGIBILITÉ ET D'ALIGNEMENT PAR OBJECTIF ENVIRONNEMENTAL

	Part du chiffre d'affaires/Chiffres d'affaires total	
	Alignée sur la taxonomie par objectif	Éligible à la taxonomie par objectif
CCM – Atténuation du changement climatique	98%	97%
CCA – Adaptation au changement climatique	2%	3%
WTR – Ressources aquatiques et marines		
CE – Économie circulaire		
PPC – Prévention et réduction de la pollution		
BIO – Biodiversité et écosystèmes		

	Part des CAPEX/CAPEX total	
	Alignée sur la taxonomie par objectif	Éligible à la taxonomie par objectif
CCM – Atténuation du changement climatique	100%	99%
CCA – Adaptation au changement climatique	0%	1%
WTR – Ressources aquatiques et marines		
CE – Économie circulaire		
PPC – Prévention et réduction de la pollution		
BIO – Biodiversité et écosystèmes		

	Part des OPEX/OPEX total	
	Alignée sur la taxonomie par objectif	Éligible à la taxonomie par objectif
CCM – Atténuation du changement climatique	98%	97%
CCA – Adaptation au changement climatique	2%	3%
WTR – Ressources aquatiques et marines		
CE – Économie circulaire		
PPC – Prévention et réduction de la pollution		
BIO – Biodiversité et écosystèmes		

Pour les activités éligibles, le processus a porté sur l'ensemble des six objectifs visés par la taxonomie. Cependant, après analyse des activités économiques couvertes par l'ensemble des objectifs, le Groupe est principalement concerné par l'objectif d'atténuation en cohérence avec sa stratégie de décarbonation.

Les tableaux ci-après reprennent les modèles standards pour la publication des informations liées aux activités nucléaires et gaz selon le Règlement délégué (UE) n°2022/1214 de la Commission européenne du 9 mars 2022.

MODÈLE 1 – ACTIVITÉS LIÉES À L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ET AU GAZ FOSSILE

Ligne	Activités liées à l'énergie nucléaire	
1.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de recherche, de développement, de démonstration et de déploiement d'installations innovantes de production d'électricité à partir de processus nucléaires avec un minimum de déchets issus du cycle du combustible.	Non
2.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction et d'exploitation sûre de nouvelles installations nucléaires de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, y compris leurs mises à niveau de sûreté, utilisant les meilleures technologies disponibles.	Non
3.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités d'exploitation sûre d'installations nucléaires existantes de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, à partir d'énergie nucléaire, y compris leurs mises à niveau de sûreté.	Oui
	ACTIVITÉS LIÉES AU GAZ FOSSILE	
4.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction ou d'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux.	Oui
5.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état et d'exploitation d'installations de production combinée de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux.	Oui
6.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état ou d'exploitation d'installations de production de chaleur qui produisent de la chaleur/du froid à partir de combustibles fossiles gazeux.	Oui

MODÈLE 2 – NUCLÉAIRE ET GAZ – ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE (DÉNOMINATEUR)

		Montant en millions d'euros et proportion en % – Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (dénominateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénomnateur de l'ICP chiffre d'affaires	890	1%	890	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	61	0%	61	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	39	0%	39	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires**	**12 837**	**17%**	**12 529**	**17%**	**307**	**0%**
8.	**TOTAL ICP APPLICABLE – CHIFFRES D'AFFAIRES**	**73 812**	**100%**	**73 812**	**100%**	**73 812**	**100%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (dénominateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	88	1%	88	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	3	0%	3	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	4	0%	4	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX**	**7 480**	**61%**	**7 471**	**61%**	**9**	**0%**
8.	**TOTAL ICP APPLICABLE – CAPEX**	**12 294**	**100%**	**12 294**	**100%**	**12 294**	**100%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – OPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (dénominateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	37	1%	37	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	10	0%	10	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	1	0%	1	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX**	**1 794**	**41%**	**1 761**	**40%**	**32**	**1%**
8.	**TOTAL ICP APPLICABLE – OPEX**	**4 384**	**100%**	**4 384**	**100%**	**4 384**	**100%**

MODÈLE 3 – ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE (NUMÉRATEUR)

		Montant en millions d'euros et proportion en % – Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (numérateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	890	1%	890	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	61	0%	61	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	39	0%	39	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires**	**12 837**	**17%**	**12 529**	**17%**	**307**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXINOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES**	**13 826**	**19%**	**13 519**	**18%**	**307**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (numérateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	88	1%	88	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	3	0%	3	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	4	0%	4	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP CAPEX**	**7 480**	**61%**	**7471**	**61%**	**9**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ALIGNÉES SUR LA TAXINOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP CAPEX**	**7 576**	**62%**	**7 567**	**62%**	**9**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – OPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (numérateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	37	1%	37	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	10	0%	10	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	1	0%	1	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP OPEX**	**1 794**	**41%**	**1 761**	**40%**	**32**	**1%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXINOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP OPEX**	**1 842**	**42%**	**1 809**	**41%**	**32**	**1%**

MODÈLE 4 – ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLES-CI

		Montant en millions d'euros et proportion en % – Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques éligibles à la taxinomie mais non alignées sur celle-ci	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	2 472	0	2 466	0	6	0
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	405	0	285	0	120	0
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	6	0%	6	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxinomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de de l'ICP chiffre d'affaires**	**1 389**	**2%**	**1 185**	**2%**	**57**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES**	**4 273**	**6%**	**3 941**	**5%**	**183**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques éligibles à la taxinomie mais non alignées sur celle-ci	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	543	4%	399	3%	144	1%

Ligne	Activités économiques éligibles à la taxinomie mais non alignées sur celle-ci	Montant en millions d'euros et proportion en % – CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	44	0%	26	0%	19	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxinomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX**	**219**	**2%**	**214**	**2%**	**2**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CAPEX**	**806**	**7%**	**639**	**5%**	**164**	**1%**

Ligne	Activités économiques éligibles à la taxinomie mais non alignées sur celle-ci	Montant en millions d'euros et proportion en % – OPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	48	1%	39	1%	9	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	2	0%	2	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxinomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX**	**517**	**12%**	**408**	**9%**	**105**	**2%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP OPEX**	**567**	**13%**	**448**	**10%**	**114**	**3%**

MODÈLE 5 – ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLES-CI

		Montant en millions d'euros et proportion en % – Chiffre d'affaires	
		CCM+CCA	
Ligne	Activités économiques non éligibles à la taxinomie	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	4 051	5%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxinomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires**	**51 662**	**70%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES**	**55 713**	**75%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – CAPEX	
		CCM+CCA	
Ligne	Activités économiques non éligibles à la taxinomie	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	124	1%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxinomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX**	**3 788**	**31%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP**	**3 912**	**32%**

Ligne	Activités économiques non éligibles à la taxinomie	Montant en millions d'euros et proportion en % – OPEX CCM+CCA Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	155	4%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxinomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX**	**1 820**	**42%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP OPEX**	**1 976**	**45%**

3.1.6 Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024

À l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Le présent rapport est émis en notre qualité de commissaires aux comptes de la société ENGIE. Il porte sur les informations en matière de durabilité et les informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024 et incluses dans la section 3.1 « État de Durabilité » du rapport de gestion.

En application de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, la société ENGIE est tenue d'inclure les informations précitées au sein d'une section distincte de son rapport de gestion. Ces informations ont été établies dans un contexte de première application des articles précités caractérisé par des incertitudes sur l'interprétation des textes, le recours à des estimations significatives, l'absence de pratiques et de cadre établis notamment pour l'analyse de double matérialité ainsi que par un dispositif de contrôle interne évolutif. Elles permettent de comprendre les impacts de l'activité du groupe sur les enjeux de durabilité, ainsi que la manière dont ces enjeux influent sur l'évolution des affaires du groupe, de ses résultats et de sa situation. Les enjeux de durabilité comprennent les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernement d'entreprise.

En application du II de l'article L. 821-54 du code précité, notre mission consiste à mettre en œuvre les travaux nécessaires à l'émission d'un avis, exprimant une assurance limitée, portant sur :

- la conformité aux normes d'information en matière de durabilité adoptées en vertu de l'article 29 ter de la directive (UE) 2013/34 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2022 (ci-après ESRS pour *European Sustainability Reporting Standards*) du processus mis en œuvre par ENGIE pour déterminer les informations publiées, et le respect de l'obligation de consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L. 2312-17 du Code du travail ;
- la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans la section 3.1 « Etat de Durabilité » du rapport de gestion avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, y compris avec les ESRS ; et
- le respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

L'exercice de cette mission est réalisé en conformité avec les règles déontologiques, y compris d'indépendance, et les règles de qualité prescrites par le Code de commerce.

Il est également régi par les lignes directrices de la Haute Autorité de l'Audit « Mission de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 ».

Dans les trois parties distinctes du rapport qui suivent, nous présentons, pour chacun des axes de notre mission, la nature des vérifications que nous avons opérées, les conclusions que nous en avons tirées, et, à l'appui de ces conclusions, les éléments qui ont fait l'objet, de notre part, d'une attention particulière et les diligences que nous avons mises en œuvre au titre de ces éléments. Nous attirons votre attention sur le fait que nous n'exprimons pas de conclusion sur ces éléments pris isolément et qu'il convient de considérer que les diligences explicitées s'inscrivent dans le contexte global de la formation des conclusions émises sur chacun des trois axes de notre mission.

Enfin, lorsqu'il nous semble nécessaire d'attirer votre attention sur une ou plusieurs informations en matière de durabilité fournies par ENGIE dans son rapport de gestion, nous formulons un paragraphe d'observation(s).

Limites de notre mission

Notre mission ayant pour objectif d'exprimer une assurance limitée, la nature (choix des techniques de contrôle) des travaux, leur étendue (amplitude), et leur durée, sont moindres que ceux nécessaires à l'obtention d'une assurance raisonnable.

En outre, cette mission ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de ENGIE, notamment à porter une appréciation, qui dépasserait la conformité aux prescriptions d'information des ESRS sur la pertinence des choix opérés par ENGIE en termes de plans d'action, de cibles, de politiques, d'analyses de scénarios et de plans de transition.

Elle permet cependant d'exprimer des conclusions concernant le processus de détermination des informations en matière de durabilité publiées, les informations elles mêmes, et les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, quant à l'absence d'identification ou, au contraire, l'identification, d'erreurs, omissions ou incohérences d'une importance telle qu'elles seraient susceptibles d'influencer les décisions que pourraient prendre les lecteurs des informations objet de nos vérifications.

Notre mission ne porte pas sur les éventuelles données comparatives.

Conformité aux ESRS du processus mis en œuvre par ENGIE pour déterminer les informations publiées, et respect de l'obligation de consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L. 2312-17 du Code du travail

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que :

- le processus défini et mis en œuvre par ENGIE lui a permis, conformément aux ESRS, d'identifier et d'évaluer ses impacts, risques et opportunités liés aux enjeux de durabilité, et d'identifier ceux de ces impacts, risques et opportunités matériels qui ont conduit à la publication des informations en matière de durabilité dans la section 3.1 « État de Durabilité » du rapport de gestion ; et
- les informations fournies sur ce processus sont également conformes aux ESRS.

En outre, nous avons contrôlé le respect de l'obligation de consultation du comité social et économique.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions ou incohérences importantes concernant la conformité du processus mis en œuvre par ENGIE avec les ESRS.

Concernant la consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L. 2312-17 du Code du travail, nous vous informons qu'à la date du présent rapport, celle-ci n'a pas encore eu lieu.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité aux ESRS du processus mis en œuvre par ENGIE pour déterminer les informations publiées.

Les informations relatives à l'identification des parties prenantes et des impacts, risques et opportunités ainsi qu'à l'évaluation de la matérialité d'impact et à la matérialité financière sont respectivement mentionnées aux sections 3.1.1.2.3 « Implication des parties prenantes [SBM-2] » et 3.1.1.4 « Processus de double matérialité » du rapport de gestion.

Concernant l'identification des parties prenantes

Nous avons pris connaissance de l'analyse réalisée par l'entité pour identifier les parties prenantes qui peuvent affecter ou être affectées par les activités du groupe.

Concernant l'identification des impacts, risques et opportunités

Nous avons pris connaissance du processus mis en œuvre par l'entité concernant l'identification des impacts (négatifs ou positifs), risques et opportunités (« IRO »), réels ou potentiels, en lien avec les enjeux de durabilité mentionnés dans le paragraphe AR 16 des « Exigences d'application » de la norme ESRS 1 et le cas échéant, ceux qui sont spécifiques aux filiales, tel que présenté dans la note « Résultat de la démarche de double matérialité » de la section 3.1.1.4.1 « Description de la méthodologie [IRO-1] » du rapport de gestion.

Nous avons pris connaissance de la cartographie réalisée par l'entité des IRO identifiés, incluant notamment la description de leur répartition dans les activités propres et la chaîne de valeur, ainsi que de leur horizon temporel (court, moyen ou long terme) et apprécié sa cohérence avec notre connaissance du groupe.

Concernant l'évaluation de la matérialité d'impact et de la matérialité financière

Nous avons pris connaissance, par entretien avec la direction et inspection de la documentation disponible, du processus d'évaluation de la matérialité d'impact et de la matérialité financière mis en œuvre par l'entité, et apprécié sa conformité au regard des critères définis par ESRS 1.

Nous avons notamment apprécié la façon dont l'entité a établi et appliqué les critères de matérialité de l'information définis par la norme ESRS 1, y compris relatifs à la fixation de seuils, pour déterminer les informations matérielles publiées :

- au titre des indicateurs relatifs aux IRO matériels identifiés conformément aux normes ESRS thématiques concernées ;
- au titre des informations spécifiques à ENGIE.

Conformité des informations en matière de durabilité incluses dans la section 3.1 « Etat de durabilité » du rapport de gestion avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, y compris avec les ESRS

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que, conformément aux prescriptions légales et réglementaires, y compris aux ESRS :

- les renseignements fournis permettent de comprendre les modalités de préparation et de gouvernance des informations en matière de durabilité incluses dans les sections 3.1.1.1 « Note méthodologique » et 3.1.1.3 « Gouvernance de la Responsabilité ESG » du rapport de gestion, y compris les modalités de détermination des informations relatives à la chaîne de valeur et les exemptions de divulgation retenues ;
- la présentation de ces informations en garantit la lisibilité et la compréhensibilité ;
- le périmètre retenu par ENGIE relativement à ces informations est approprié ; et
- sur la base d'une sélection, fondée sur notre analyse des risques de non-conformité des informations fournies et des attentes de leurs utilisateurs, ces informations ne présentent pas d'erreurs, omissions ou incohérences importantes, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions ou incohérences importantes concernant la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans la section 3.1 « État de durabilité » du rapport de gestion, avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, y compris avec les ESRS.

Observation

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la section 3.1.1.1 « Note méthodologique » du rapport de gestion présentant les bases de préparation et précisant les jugements et estimations significatifs, ainsi que les informations quantitatives non disponibles au niveau du groupe dans un contexte de première application.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Informations fournies en application de la norme environnementale ESRS E1

Les informations publiées au titre du changement climatique sont mentionnées dans la section 3.1.2.1 « Changement climatique [ESRS E1] » du rapport de gestion.

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité de ces informations aux ESRS.

Nos diligences ont notamment consisté à apprécier :

- sur la base des entretiens menés avec les personnes concernées, en particulier, la direction « climat », si la description des politiques, actions et cibles mises en place par ENGIE couvre les domaines suivants : atténuation du changement climatique et adaptation au changement climatique ;
- le caractère approprié de l'information présentée dans la section 3.1.2.1 « Changement climatique [ESRS E1] » du rapport de gestion et sa cohérence d'ensemble avec notre connaissance du groupe.

En ce qui concerne les informations publiées au titre du bilan d'émissions de gaz à effet de serre :

- nous avons apprécié la cohérence du périmètre considéré pour l'évaluation du bilan d'émissions de gaz à effet de serre avec le périmètre des états financiers consolidés, ainsi que l'approche retenue pour déterminer si ENGIE a le contrôle opérationnel d'entités non consolidées ;
- nous avons pris connaissance de la méthodologie de calcul, et apprécié :
  - les principales hypothèses appliquées,
  - les sources utilisées pour les facteurs d'émissions,
  - la justification des inclusions et exclusions des différentes catégories et la transparence des informations données à ce titre, comme indiqué dans le paragraphe « Eléments méthodologiques appliqués pour le calcul des émissions totales de GES du Groupe » de la section 3.1.2.1.6 « Indicateurs climatiques [E1-5, E1-6] » ;
- nous avons apprécié les modalités d'application de ces calculs sur une sélection de catégories d'émissions et de sites.

En ce qui concerne les informations publiées au titre du plan de transition dans les sections 3.1.2.1.3 « Plan de transition [E1-1] » et 3.1.2.1.4 « Enjeu atténuation du changement climatique et transition énergétique [E1-3, E1-4, E1-7, E1-8] » du rapport de gestion, nos travaux ont principalement consisté à apprécier :

- si les informations publiées au titre du plan de transition répondent à l'exigence de publication E1-1 figurant dans la norme ESRS E1 ;
- si les hypothèses structurantes sous-tendant ce plan sont décrites de manière appropriée, étant précisé que nous n'avons pas à nous prononcer sur le caractère approprié ou le niveau d'ambition des objectifs de ce plan de transition. Ces hypothèses concernent notamment la définition et le retraitement de l'année de référence 2017, et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre résultant des différents leviers de décarbonation entre 2017 et 2024.

Respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier le processus mis en œuvre par ENGIE pour déterminer le caractère éligible et aligné des activités des entités comprises dans la consolidation.

Ils ont également consisté à vérifier les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, ce qui implique la vérification :

- de la conformité aux règles de présentation de ces informations qui en garantissent la lisibilité et la compréhensibilité ;
- sur la base d'une sélection, de l'absence d'erreurs, omissions ou incohérences importantes dans les informations fournies, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions ou incohérences importantes concernant le respect des exigences de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous avons déterminé qu'il n'y avait pas de tels éléments à communiquer dans notre rapport.

Paris-La Défense, le 7 mars 2025

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Laurence Dubois	Nadia Laadouli	Guillaume Rouger	Sarah Kokot

3.1.7 Rapport d'assurance raisonnable des commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales du groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2024

A la Directrice Générale,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société ENGIE (ci-après l'« Entité ») et en réponse à votre demande, nous avons réalisé une mission d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations sociales et environnementales du groupe relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024 (ci-après les « Informations [(1)] »), au regard des règles figurant dans la partie 3.1 « Etat de durabilité » (ci-après le « Référentiel »), présentées dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Notre mission ne couvre pas les autres informations incluses dans le rapport de gestion et, par conséquent, nous n'exprimons pas d'opinion sur celles-ci.

Opinion sous forme d'assurance raisonnable

A notre avis, les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Préparation des Informations

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont disponibles sur demande auprès du groupe.

Limites inhérentes à la préparation des Informations

Comme mentionné dans le rapport de gestion, les Informations peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement.

Responsabilité de l'Entité

Il appartient à la direction de l'Entité de :

- sélectionner ou établir des critères appropriés pour préparer les Informations ;
- préparer des Informations conformément au Référentiel ;
- concevoir, mettre en place et maintenir le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Responsabilité des commissaires aux comptes

Il nous appartient :

- de planifier et réaliser la mission de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les Informations ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs ;
- d'exprimer une opinion indépendante sur la base des éléments probants que nous avons obtenus ;
- de communiquer notre opinion à la directrice générale de la société ENGIE.

Comme il nous appartient de formuler une opinion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Normes professionnelles appliquées

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément à la norme internationale ISAE 3000 (révisée) - *Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information* publiée par l'IAASB (*International Auditing and Assurance Standards Board*).

(1) *Informations sociales et santé sécurité : Effectif fin de période, Nombre de femmes dans l'effectif, Effectif en CDI, Effectif en CDD, Taux de femmes parmi la population cadres (%),*
Informations environnementales : Consommation totale d'énergie (en MWh), Production d'énergie renouvelable – scope 1 (en MWh), Émissions de GES Scope 1 (en Mt CO_2 éq.), Émissions de GES Scope 2 – Location based (en Mt CO_2 éq), Émissions de GES pour la production d'énergie, Scopes 1 et 3.15 (en Mt CO_2 éq.), Part des capacités d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité (@100 % et hors stockage d'énergie) (%), Intensité carbone de la production d'énergie (scope 1) (kg CO_2 éq./MWh éq.), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs).

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 821-28 du Code de commerce, le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes et le Code d'éthique de l'IESBA (*International Code of Ethics for Professional Accountants (including Independence Standards)*).

Par ailleurs, nous appliquons la norme *International Standard on Quality Management 1* qui implique de définir et mettre en place un système de contrôle qualité comprenant des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes professionnelles et des textes légaux et réglementaires applicables.

Nature et étendue des travaux

Une mission d'assurance raisonnable implique la mise en œuvre de procédures en vue d'obtenir des éléments probants concernant les Informations. La nature, le calendrier et l'étendue des procédures choisies relèvent de notre jugement professionnel, et notamment de notre évaluation des risques que les Informations comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous avons pris en considération le contrôle interne pertinent pour la préparation par l'Entité des Informations. Nous avons notamment :

- apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- vérifié la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations ;
- consulté les sources documentaires utilisées et mené des entretiens auprès des personnes concernées au siège de l'Entité afin d'analyser le déploiement et l'application du Référentiel ;
- mis en œuvre des procédures analytiques sur les Informations et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des Informations ;
- testé les Informations au niveau d'un échantillon d'entités représentatives que nous avons sélectionnées en fonction de leur activité, de leur contribution aux informations consolidées, de leur implantation et d'une analyse de risque ;
- mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures, et mis en œuvre des tests de détail approfondis sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons recueillis sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Paris-La Défense, le 7 mars 2025

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Nadia Laadouli	Laurence Dubois	Sarah Kokot	Guillaume Rouger

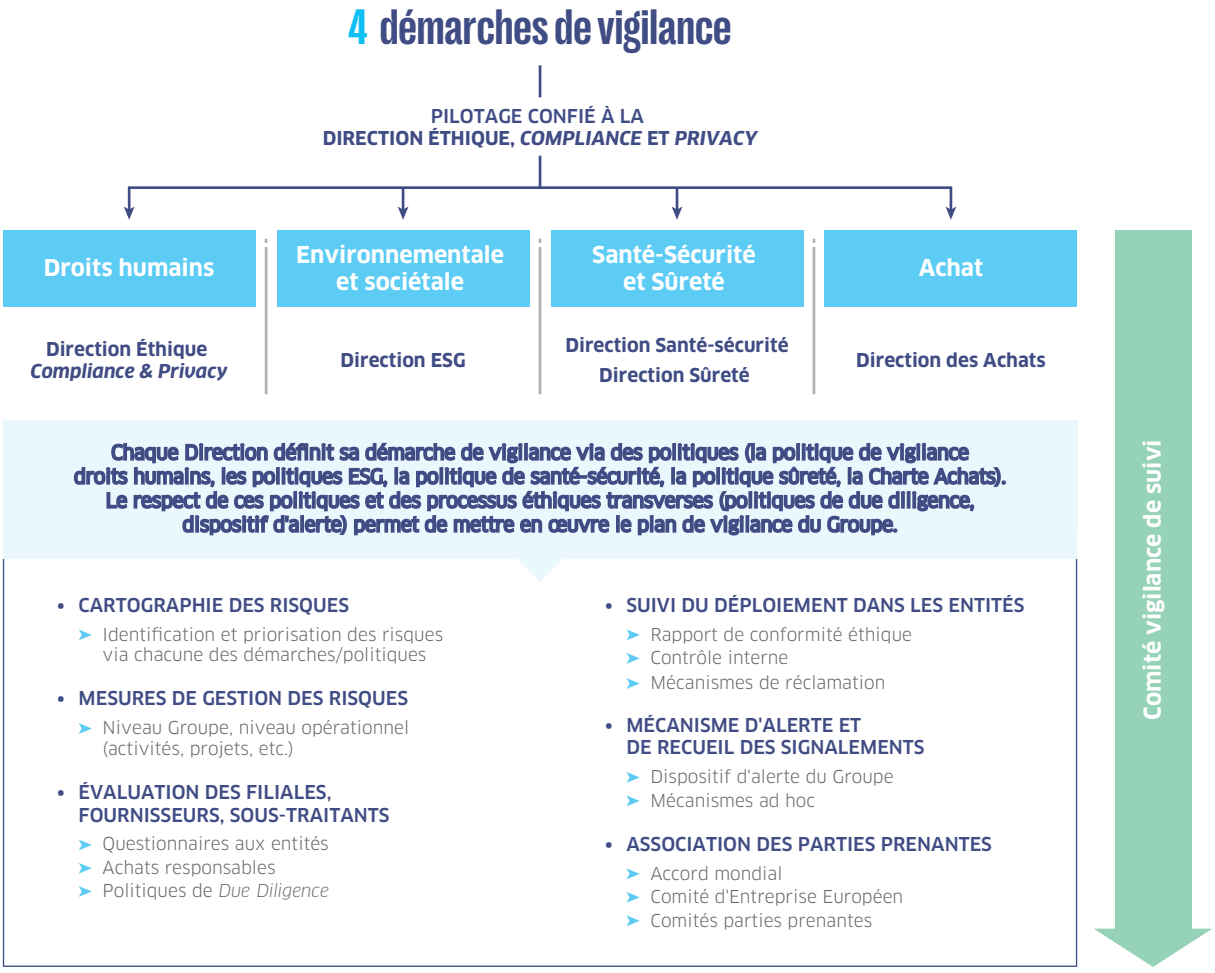
3.2 PLAN DE VIGILANCE

Conformément à la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et entreprises donneuses d'ordre, cette section présente le plan de vigilance du Groupe. De plus amples informations ainsi que les détails des politiques et actions sont disponibles sur le site internet du Groupe dans les pages dédiées au devoir de vigilance à l'adresse suivante : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Lorsque cela est pertinent, des renvois sont faits vers certaines sections de l'état de durabilité (Section 3.1.).

Faisant l'objet d'échanges réguliers avec les fédérations syndicales internationales au sein d'ENGIE dans le cadre d'un Accord mondial signé en 2022 (voir Sections 3.1.3 "Informations sociales", 3.2.1.1 "Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains" et 3.2.4.2 "L'association avec les parties prenantes"), ce plan regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE pour prévenir les risques liés à ses activités et à celles de ses sociétés contrôlées, ainsi qu'aux activités de ses sous-traitants ou fournisseurs avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie. Il vise les atteintes graves envers les droits humains, les libertés fondamentales, la santé, la sécurité des personnes et envers l'environnement. Le Groupe adhère aux standards internationaux, socle minimal que le Groupe entend appliquer partout où il opère.

Pleinement adossé sur l'organisation éthique, le plan de vigilance bénéficie d'un pilotage, d'une gouvernance et d'un suivi dédiés (voir Section 3.2.4).



3.2.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement

Le Groupe exerce sa vigilance au moyen de politiques couvrant l'ensemble des enjeux. Chacune de ces politiques prévoit des procédures d'identification et d'évaluation des risques. À partir de ces procédures, des objectifs et des dispositifs de suivi et d'évaluation de leur efficacité sont mis en place.

3.2.1.1 Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains

Gouvernance

La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* d'ENGIE, rattachée à la Direction Juridique et Éthique, elle-même sous l'autorité de la Secrétaire Générale, est en charge du volet droits humains du plan de vigilance. Elle s'appuie sur la filière juridique et éthique et sur les autres directions concernées par les aspects droits humains (voir Section 3.1.4.1 "Éthique et conduite des affaires").

Cartographie des risques

En application de la Politique de vigilance - droits humains, toutes les entités doivent notamment évaluer annuellement leurs activités au regard de leurs impacts sur les droits humains en suivant la méthodologie Groupe via une grille d'autodiagnostic dédiée (voir Section 3.1.4.1.2 "L'évaluation des risques éthiques"). Elles doivent également apprécier les nouveaux projets et les nouvelles activités commerciales via une grille dédiée visant à identifier les facteurs de risques propres à l'activité envisagée.

Les risques bruts sont évalués selon le pays, la présence de sous-traitance, l'activité, les caractéristiques liées aux travailleurs, la présence de populations vulnérables, les produits/services utilisés, l'éventuel recours à des forces de sécurité armées ou encore le type de relations commerciales. Les évaluations des tiers (fournisseurs, sous-traitants, partenaires, donneurs d'ordre, etc.), incluant explicitement les droits humains (voir Section 3.2.2), ainsi que le mécanisme d'alerte (voir Section 3.2.3), permettent également d'identifier les risques.

ENGIE est un groupe énergétique opérant principalement en France et dans quatre régions (l'Europe, l'Amérique du Sud, l'Amérique du Nord et la région Asie, Moyen-Orient, Afrique - AMEA). Au 31 décembre 2024, ENGIE compte 97 967 salariés répartis dans plus de 30 pays (voir Section 3.1.3.2 "Personnel de l'entreprise"). ENGIE a également recours à de la sous-traitance et aux employés de ces sous-traitants notamment dans le cadre de ses activités de construction (infrastructures, renouvelables etc.), opération, maintenance etc.

Compte tenu de ce contexte, les principaux enjeux droits humains du Groupe sont les suivants :

Droits fondamentaux des employés

- Conditions de santé-sécurité
- Liberté d'association
- Non-discrimination
- Lutte contre le travail forcé
- Durée du travail
- Conditions d'hébergement des travailleurs
- Vie privée

Droits des communautés locales

- Santé des populations environnantes
- Conditions de vie des populations environnantes (nourriture, eau, logement, culture, accès aux ressources…) et au droit à un environnement sain
- Relogement des populations
- Lutte contre la répression des opposants aux projets

Sous-traitance/fournisseurs/ partenaires

- Conditions de travail et santé et sécurité des sous-traitants
- Approvisionnement en énergie
- Traçabilité et approvisionnement des matériaux utilisés pour les produits et services du Groupe
- Pratiques des partenaires commerciaux dans les projets

Conditions de sécurité des employés et des sites

- Pratiques des forces de sécurité privées ou publiques dans l'exercice de leur mission de sécurité, et en particulier pratiques relatives à l'usage de la force
- Conditions de sécurité des employés dans les pays à risques

En particulier, les entités de deux régions importantes, Amérique du Sud et AMEA, ainsi que *Global Energy Management and Sales* (GEMS) et Tractebel présentent des risques plus importants en matière de droits humains, en raison des pays concernés ou du secteur d'activité.

Les risques majeurs potentiels d'impacts négatifs sur les droits humains de tout individu liés aux activités du Groupe portent sur les droits fondamentaux des travailleurs, en particulier sur les aspects de santé sécurité au travail. Le détail de ces risques sont présentés dans la Section 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail".

Politique de vigilance droits humains

La Politique de vigilance - droits humains du Groupe, en place depuis 2014 et en évolution permanente, explicite les engagements du Groupe et prévoit des processus réguliers d'identification et de gestion des risques.

Cette politique est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/politique-droits-humains. D'autres informations détaillées sur la politique sont accessibles dans la Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains".

Mesures de gestion des risques

En application de la Politique de vigilance - droits humains, pour chaque risque identifié, les entités du Groupe définissent et mettent en œuvre des plans d'action spécifiques permettant de gérer ces risques au niveau opérationnel. Certains de ces plans d'action sont décrits et mis à jour régulièrement sur le site internet du Groupe.

Des actions plus globales s'ajoutent à ces mesures de gestion des risques définies et mises en œuvre localement par les entités du Groupe. L'application de la Politique de vigilance - droits humains et des autres politiques du Groupe traitant les aspects droits humains relevant de leur périmètre (voir Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains"), permet la gestion des risques pour les enjeux droits humains du Groupe. Des exemples de ces mesures de gestion des risques illustrant les grandes catégories d'enjeux droits humains identifiés pour le Groupe sont présentés ci-après : "Exemples de mesures de gestion des risques".

L'Accord mondial portant sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE (voir Sections 3.1.3 "Informations sociales" et 3.2.4.2 "L'association avec les parties prenantes") participe également à la gestion des risques. Il permet le déploiement de standards élevés en termes de relations de travail et de droits sociaux à travers un dialogue social régulier, ouvert et constructif. Cet Accord a été conclu en janvier 2022 par le Groupe, les fédérations internationales, les organisations syndicales françaises et les représentants des organisations syndicales représentant ENGIE au niveau international, réunis au sein d'un groupe spécial de négociation. Il est disponible à l'adresse suivante : www.engie.com/news/accord-social-mondial.

Outils de sensibilisation

Une formation sur la démarche droits humains du Groupe a été développée en 2019. Ouverte à tous, elle cible, plus particulièrement, des opérationnels et managers directement concernés par ce sujet. Un module *e-learning* sur les droits humains pour tous les collaborateurs a également été déployé depuis plusieurs années.

En 2023 le Groupe s'est doté d'un nouveau Code de conduite éthique. Ce document, qui remplace la Charte éthique et le Guide pratique de l'éthique d'ENGIE, précise les engagements éthiques d'ENGIE. Parmi ces engagements figure le respect des droits humains. Le Code de conduite éthique, disponible en 15 langues, est publié sur les pages internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/code-conduite-ethique.

Exemples de mesures de gestion des risques

Ces exemples illustrent les grandes catégories d'enjeux droits humains identifiés pour le Groupe : droits fondamentaux des travailleurs, droit des communautés locales, conditions de sécurité des employés et des sites, sous-traitance, fournisseurs.

Droits fondamentaux des travailleurs

Prévenir le risque de santé-sécurité au travail

Pour ENGIE, la santé-sécurité est une priorité absolue. La protection de la vie de tous ceux qui travaillent pour le Groupe (employés ou travailleurs de sous-traitants) est au cœur de l'action d'ENGIE (voir Sections 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs", 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur" et 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail").

Prévenir le risque de harcèlement et de discrimination

La prévention et la lutte contre le harcèlement et toute forme de discrimination s'applique au sein du Groupe mais également au profit des employés des sous-traitants. Le Groupe a par exemple déployé en 2021 et 2022 des guides permettant notamment de réaffirmer le principe de tolérance zéro et ce, partout dans le monde :

- un guide contre toute forme de discrimination à l'encontre des personnes LGBTQ+ ;
- un guide sur la lutte contre le harcèlement sexuel et les agissements sexistes.

Prévenir les risques liés à l'esclavage moderne

Le Groupe partage les objectifs de la loi britannique sur l'esclavage moderne et prend plusieurs mesures pour s'assurer que dans ses opérations et celles de sa chaîne d'approvisionnement, il n'y a pas de pratiques d'esclavage moderne (incluant notamment : l'esclavage, le travail forcé et la traite des êtres humains). La déclaration d'ENGIE relative à l'esclavage moderne est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/politique-droits-humains.

D'autres mesures de gestion des risques liés aux droits fondamentaux des travailleurs sont développées dans l'Accord mondial d'ENGIE et à la Section 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail".

Droit des communautés locales

Prévenir les risques d'atteinte aux droits des communautés locales

Le Groupe est en particulier attentif aux conséquences de ses activités sur les communautés locales. Il prend spécifiquement en compte les situations des personnes vulnérables (comme les populations autochtones). Pour ce faire, le Groupe évalue les conséquences potentielles de son activité sur les communautés et veille à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation (voir Section 3.2.4.2).

Toutes les informations relatives aux risques d'atteinte aux droits des communautés locales sont détaillées dans l'état de durabilité du Groupe dans la Section 3.1.3.5 "Communautés affectées".

Conditions de sécurité des employés et des sites

Prévenir et gérer les risques liés à la sûreté des personnes

Le Groupe est particulièrement attentif au respect des droits humains dans les activités de sûreté. La Direction de la Sûreté fédère et anime un réseau de *security managers* qui déclinent et coordonnent la mise en œuvre de la Politique Groupe de sûreté. Cette Politique vise à assurer la protection des personnes, des sites et des informations contre les actes malveillants. Ce devoir de protection concerne tous les salariés, quel que soit leur statut, et notamment ceux en mobilité internationale.

Les menaces et les actions malveillantes visant les personnes font partie intégrante des risques sûreté inscrits au catalogue des risques de l'entreprise (ERM - *Entreprise Risks Management*). Les incidents de sûreté font l'objet d'un traitement systématique.

Les exigences du Groupe incluent également la sensibilisation des *security managers* et la formation obligatoire du personnel des prestataires de sûreté. Cela vise notamment à prévenir le risque d'usage disproportionné de la force dans le cadre des activités de sûreté. Par ailleurs, ces prestataires font également l'objet de vérification (*due diligence*) avant emploi. Aussi, les contrats avec les sociétés de gardiennage ou de sécurité privée comportent systématiquement la clause éthique du Groupe figurant dans les conditions générales d'achat.

Enfin, les acteurs de la sûreté, en liaison avec les équipes *data privacy*, veillent au strict respect des règles liées à l'enregistrement et à la conservation des données de vidéo protection.

Les engagements, les processus d'alerte, de gestion des incidents sont décrits dans la Section 3.1.4.3.2 "La sûreté des personnes, des sites et des informations".

D'autres mesures de gestion des risques santé, sécurité, sûreté sont développées dans l'Accord mondial d'ENGIE et à la Section 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail".

Sous-traitance, fournisseurs

Prévenir les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine

Le Groupe a mis en place, depuis plusieurs années, un plan d'action spécifique de vigilance approfondie pour identifier et gérer ces risques pour certaines catégories de produits. Le Groupe s'est engagé à assurer le respect des droits internationaux et à veiller activement à ce qu'il n'y ait aucun recours au travail forcé et ce, sur l'ensemble de sa chaîne d'approvisionnement située en Chine. En 2024, le Groupe a continué ses actions de vigilance approfondie (voir également la Section 2.2.5.1).

ENGIE a volontairement réduit son panel de fournisseurs concernés par les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine. Le Groupe effectue sur ses fournisseurs des vérifications éthiques renforcées. Afin de s'assurer de la transparence de ses fournisseurs, ENGIE a également mis en place un échange direct avec chaque fournisseur, permettant ainsi d'évaluer leur capacité à s'engager et à échanger les informations les plus sensibles.

Les principales mesures mises en place incluent :

- des enquêtes (*due diligence*) approfondies sur les fournisseurs réalisées par des experts indépendants qui prennent spécifiquement en compte les enjeux droits humains ;
- des justificatifs demandés aux fournisseurs quant à leur chaîne d'approvisionnement ;
- une déclaration écrite par laquelle le fournisseur s'engage à ne pas recourir au travail forcé ;
- l'envoi de questionnaires éthiques (*Ethics Survey*) sur le thème du travail forcé par lesquels les fournisseurs doivent justifier à l'aide de documentation qu'ils interdisent le travail forcé ;
- des clauses contractuelles renforcées (clause générale d'audit, rupture de contrat en cas de violation par les fournisseurs de leurs obligations, garantie du fournisseur de respecter les réglementations locales et internationales relatives au travail forcé de l'approvisionnement en matières premières à la livraison du produit) ;
- la participation à plusieurs initiatives sectorielles (Solar Industry Energie Association aux États Unis, Solar Power Europe, WindEurope, Global Battery Alliance) dans le domaine solaire, éolien, batterie pour partager et améliorer les pratiques de gestion des risques.

Prévenir le risque d'atteinte aux droits fondamentaux des travailleurs des centres de relations clients d'ENGIE situés à l'étranger

Un plan d'action a commencé à être déployé en 2022. Ce plan cible certains centres de relations clients du Groupe situés à l'étranger et vise à évaluer les conditions de travail réelles des travailleurs en concertation avec eux. En 2023 et 2024, par exemple, des vérifications permettant de s'assurer de la mise en œuvre des exigences ont été réalisées directement sur place dans certains centres de relations clients. Des audits sociaux, réalisés par un tiers spécialisé indépendant, sont par ailleurs organisés chez les prestataires de centres de relations clients d'ENGIE.

D'autres mesures de gestion des risques liés aux relations commerciales sont développées dans l'Accord mondial d'ENGIE et aux Sections 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail", 3.2.1.4 "Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie, 3.2.1.5 "Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie" et 3.2.2 "Évaluation des tiers".

Des informations plus détaillées sur les mesures de gestion des risques sont également disponibles sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Suivi et mesure de la performance

Le suivi de l'application de ces processus est intégré dans le rapport de conformité éthique (indicateurs quantitatifs et qualitatifs) et dans le système de contrôle interne (voir Section 3.1.4.1.7 "Contrôles et certifications").

Résultats 2024	Pour rappel 90,3% des collaborateurs sont formés à l'éthique. De manière plus spécifique, 2 627 collaborateurs sont formés par le Groupe aux droits humains parmi lesquels environ 60% de fonctions opérationnelles, dont plus de la moitié d'entre eux provient d'entités à risque, et 17 263 collaborateurs formés en *e-learning*. D'autres sessions de formation sont également organisées par les entités sur les enjeux droits humains.
Contrôle interne (voir Section 2.3)	81,8% des entités du Groupe ont évalué le déploiement du plan de vigilance à leur niveau comme effectif (1). 93,4% des entités du Groupe ont évalué le déploiement de la Politique de vigilance - droits humains à leur niveau comme effectif (1).
Rapport de conformité éthique	95% : couverture de l'évaluation annuelle des risques droits humains. 100% : des partenaires sont vérifiés par le biais d'une *due diligence* (avec risque droits humains) dans le cadre des comités d'investissement du Groupe.

(1) Niveau 4 maximal selon le référentiel de contrôle interne.

En 2022, le Groupe a signé un Accord mondial portant sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale. L'Accord prévoit également un suivi des engagements :

Engagements Groupe	Suivi (chiffres 2024)
Santé-sécurité (voir Sections 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs" et 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie)")	Taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants : 1,7 pour un objectif de 2,0 (en amélioration par rapport à 2023 : 1,8) Taux de mortalité : 0,009 (0,019 en 2023) ; objectif de zéro chaque année
Programme ENGIE Care (niveau de protection sociale minimale pour l'ensemble des collaborateurs dans le monde, voir Section 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social")	**Congé maternité intégralement payé (14 semaines)** : 99% de salariés couverts au 1er septembre 2024 et 100% fin 2024 (en 2023, 73,5% des entités étaient conformes à ce minimum, ce qui représentait, pour 2023 : 90,7% des salariées ; en 2022 : 66,5% des entités étaient conformes à ce minimum) **Congé paternité intégralement payé (4 semaines)** : 98% de salariés couverts au 1er septembre 2024 et 100% fin 2024 (en 2023, 40% des entités étaient conformes à ce minimum, ce qui représentait, pour 2023 : 62,3% des salariés ; en 2022 : 27,7% des entités étaient conformes à ce minimum) **Couverture décès (12 mois de salaire brut versés en cas de décès)** : 98% de salariés couverts au 1er septembre 2024 et 100% fin 2024 (97,2% en 2023 et 94,6% en 2022) Remboursement de 75% des frais en cas d'hospitalisation : 100% de salariés couverts au 1er septembre 2024 et 100% fin 2024 (98,6% en 2023 et 97,2% en 2022) **Couverture invalidité (12 mois de salaire brut versés en cas d'incapacité totale et permanente)** : 98% de salariés couverts au 1er septembre 2024 et 100% fin 2024 (87% en 2023 et 79,2% en 2022)
Mixité : 50% de femmes managers (voir Section 3.1.3.2.4 "Équité, diversité et inclusion")	Pourcentage de femmes managers : 32% (31,2% en 2023)
Égalité salariale femmes/hommes (voir Section 3.1.3.2.4 "Équité, diversité et inclusion")	Ecart salarial entre les femmes et les hommes : 1,85% (1,92% en 2023)

3.2.1.2 Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail

Dispositif de management de la santé-sécurité

La protection de la santé-sécurité des personnes qui travaillent pour le Groupe constitue une priorité absolue. Pour atteindre ses objectifs dans ce domaine, le Groupe a mis en place les dispositions suivantes :

- une Politique Santé-Sécurité qui identifie les enjeux, fixe les ambitions et définit les leviers d'action ;
- un dispositif de gouvernance dédié, intégrant la présentation des résultats santé-sécurité au Comité Exécutif (Comex), au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) ainsi qu'au Conseil d'Administration ;
- des Règles Groupe et standards thématiques qui définissent les exigences à respecter par les entités et les opérateurs, qu'ils soient salariés, sous-traitants ou intérimaires ;
- des plans d'actions destinés à maîtriser les risques intégrant des actions de formation des collaborateurs et de sensibilisation des opérateurs ;
- un *reporting* quantitatif sous la forme d'indicateurs et un reporting qualitatif permettant la remontée puis l'analyse des incidents et accidents, ainsi que celle des événements organisés par les entités ;
- des actions de vérification de la mise en œuvre sur le terrain des attendus du Groupe sous la forme de visites sécurité, audits et inspections.

Les principales dispositions mises en œuvre en 2024 sont décrites ci-dessous, ainsi qu'en Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs".

Gouvernance

La santé-sécurité au travail est animée par la Direction Santé-Sécurité du Groupe en application de sa Politique Santé-Sécurité.

Un Comité de Direction Santé-Sécurité Groupe présidé par la Vice-Présidente Santé-Sécurité du Groupe, intégrant notamment les responsables santé-sécurité des quatre GBU et de Nucléaire se réunit tous les mois. Ce comité a pour mission de définir les indicateurs à suivre ainsi que les objectifs à atteindre, de décider des actions à mettre en œuvre et d'assurer sur le plan opérationnel le déploiement du plan de transformation santé-sécurité du groupe ENGIE *One Safety*.

Par ailleurs, le déploiement de ce plan de transformation est régulièrement présenté dans les instances représentatives du personnel.

Méthodologie de management des risques

ENGIE s'est doté depuis plusieurs années d'une Règle Groupe santé-sécurité qui définit les exigences minimales pour l'identification, l'évaluation et le traitement des risques en matière de santé-sécurité au travail et de sécurité des procédés industriels (la règle RG04).

Cette Règle Groupe détaille les cinq étapes clés du processus de management des risques :

- l'identification des dangers et l'évaluation des risques ;
- leur traitement en appliquant la hiérarchie de la prévention ;
- leur enregistrement et leur suivi ;
- leur communication aux managers et opérateurs concernés ;
- leur réévaluation régulière.

Cette Règle Groupe a été révisée en 2024 avec pour objectifs de :

- renforcer l'application d'une approche basée sur les risques en matière de santé-sécurité au travail et de sécurité des procédés industriels ;
- s'assurer de la mise en œuvre d'une stratégie préventive et proactive de gestion des risques au sein de l'ensemble des entités d'ENGIE.

Cartographie des risques

La cartographie des risques liés à la santé-sécurité intègre d'une part les risques d'atteinte à la santé-sécurité des salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe et d'autre part les risques liés à la sécurité des procédés industriels des actifs du Groupe ou de ceux dont le Groupe assure la maintenance et/ou l'exploitation pour le compte de clients.

CARTOGRAPHIE DES RISQUES SANTÉ-SÉCURITÉ ET SÉCURITÉ INDUSTRIELLE

Atteinte à la santé-sécurité des personnes

Accident au travail	Atteinte à la santé	Accident industriel
Risques d'atteinte à la sécurité : • **exemples de risques :** chute de hauteur, accident de la route, travaux à proximité de véhicules ou d'équipements en mouvement, électrisation, électrocution, explosion, exposition à des pressions élevées, effondrement de tranchée, incendie, intoxication aigue, asphyxie, anoxie, blessures liées à l'utilisation d'outils ou de machines, au levage d'équipements, chutes d'objet, d'outil ou d'équipement.	**Risques liés au contexte d'exécution des activités :** • **exemples de risques pour la santé :** troubles musculosquelettiques, risques psycho-sociaux, exposition à des produits cancérogènes, mutagènes ou reprotoxiques.	**Risques liés aux process industriels Exemples d'activités :** • exploitation de terminaux méthaniers, de stockages souterrains de gaz, de réseaux de transport et de distribution de gaz, de chaufferies et de centrales, de barrages hydrauliques, de réseaux de chaleur, de parcs éoliens ; • activités de services sur le site industriel d'un client ; • construction d'infrastructures.

La mise en œuvre de la Règle Groupe sur le management des risques ainsi que le *reporting* des événements santé-sécurité qui se produisent sur le terrain a amené le Groupe à identifier en 2024 plusieurs risques majeurs pouvant conduire à des accidents graves ou mortels parmi les salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe. Ce sont en particulier les risques :

- d'électrocution ;
- de feu ou d'explosion ;
- de chute de hauteur ;
- d'écrasement lors de la chute d'un équipement ou d'un objet, ou lors du levage d'une charge ;
- de blessure lors de l'utilisation d'une machine, d'un équipement ou d'un outillage.

Ces cinq risques ont représenté en 2024 plus de 70 % des événements qui auraient pu conduire à un accident grave ou mortel (événements dits à haut potentiel de gravité ou "HiPo").

Le traitement de ces risques majeurs est au cœur du dispositif de prévention des risques auxquels les salariés, intérimaires et sous-traitants du Groupe sont exposés.

Politique Santé-Sécurité au travail

La Politique Santé-Sécurité du Groupe définit les principes fondamentaux du management de la santé-sécurité.

Une version révisée de cette politique a été publiée en 2022, à l'occasion de la mise en place d'un Accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE. L'Accord intégrant la Politique Santé-Sécurité en annexe est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : www.engie.com/news/accord-social-mondial.

Mesures de gestion des risques

Les mesures de gestion des risques sont décrites dans les Règles Groupe santé-sécurité et standards thématiques qui définissent les exigences à respecter par les entités et les opérateurs, qu'ils soient salariés, sous-traitants ou intérimaires.

Les différents métiers du Groupe définissent en complément les exigences particulières à respecter pour traiter les risques spécifiques à leurs activités.

En complément de ces différentes dispositions, le Groupe a défini puis déployé les cinq Incontournables de la Sécurité qui sont les comportements qui doivent être mis en œuvre par les salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe pour lutter contre les accidents graves et mortels. Ce sont :

- les neuf Règles Qui Sauvent ;
- l'identification et le traitement des HiPo (événements à haut potentiel de gravité) et des autres incidents en lien avec la prévention des accidents graves (par exemple le non-respect d'une Règle Qui Sauve) ;
- le "Point d'Arrêt" ("*Stop the work*" en anglais) si les conditions de sécurité ne sont pas réunies ;
- la Minute Qui Sauve (analyse des risques de dernière minute) à réaliser avant de démarrer ou de reprendre toute activité ;
- la Vigilance Partagée, qui consiste à se préoccuper également de la sécurité des personnes qui travaillent dans le même environnement.

Le Groupe a également édicté des règles à respecter par ses entités concernant la santé-sécurité de ses intérimaires (RG01) et la santé-sécurité de ses sous-traitants (RG02).

Compte tenu du nombre d'accidents mortels qui se sont produits ces dernières années, le Groupe a souhaité renforcer ses règles et pratiques en santé-sécurité au travail en mandatant un consultant spécialisé (dss+ Consulting). Ce consultant a eu pour mission l'évaluation du système de management de la santé-sécurité du Groupe, de la culture dans ce domaine des personnes travaillant pour le compte du Groupe et l'analyse des écarts par rapport aux bonnes pratiques mises en place par les industriels les plus performants dans ce domaine.

L'évaluation réalisée par le consultant lui a permis d'identifier les points forts du Groupe ainsi que les axes d'amélioration et d'émettre un certain nombre de recommandations visant à éradiquer durablement les accidents graves et mortels.

À partir de ces recommandations, de l'analyse réalisée en interne, des échanges avec les représentants du personnel et des retours d'expérience issus des entités opérationnelles, le Groupe a défini un vaste plan de transformation santé-sécurité ENGIE One Safety.

Les nouvelles actions majeures de traitement des risques mises en œuvre en 2024 dans le cadre de ce plan de transformation sont les suivantes :

- l'élaboration et la diffusion de deux nouveaux standards, l'un sur la prévention des chutes de hauteur, l'autre sur la prévention des électrocutions ;
- la poursuite du nouveau programme de formation-*coaching* destiné à tous les managers du Groupe, appelé *ENGIE One Safety Culture*, qui a pour objectif d'améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, les causeries et les revues de performance ; depuis le lancement du programme, ce sont 8 578 managers qui ont été formés et 5 207 managers qui ont été coachés ;
- l'administration d'un questionnaire dit de contrôle interne qui permet aux responsables santé-sécurité d'auto-évaluer la maîtrise par leur entité des risques d'accident grave et mortel et d'identifier des actions d'amélioration pour les thématiques qui ne sont pas au niveau de maîtrise attendu (INCOME/COR8a) ;
- l'élaboration et le test d'un nouveau questionnaire de contrôle interne sur la maîtrise des risques psychosociaux (INCOME/COR8c) qui a pour objectif de permettre aux entités de s'auto-évaluer sur ce sujet.

La description détaillée de ces différentes actions est disponible en Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs"..

Outils de sensibilisation

En 2024, le Groupe a élaboré et diffusé plusieurs outils de sensibilisation destinés à améliorer la santé-sécurité au travail, parmi lesquels :

- un *e-learning* obligatoire "ENGIE *One Safety Induction*", à destination de l'ensemble des salariés du Groupe et de ses sous-traitants, conçu pour ancrer les Incontournables de la Sécurité dans les pratiques quotidiennes ;
- plusieurs campagnes de sensibilisation à destination des salariés, intérimaires et sous-traitants opérationnels (maîtrise des risques électriques, des risques de chute de hauteur, mise en œuvre de la Minute Qui Sauve, mise en œuvre du point d'arrêt) ;
- un nouveau site internet dédié à la prévention des accidents graves et mortels *ENGIE One Safety* à destination des différentes parties prenantes internes et externes du Groupe ; ce site est accessible à l'adresse suivante : https://onesafety.engie.com/fr/home/ ;

- la *Newsletter* "*Prevention News*" dédiée à la prévention des accidents en particulier graves et mortels ;
- la *Newsletter* "*No Mind at Risk*" destinée à améliorer la qualité de vie au travail et à prévenir les risques psychosociaux.

Suivi et mesure de la performance

Plusieurs dispositifs ont été mis en œuvre pour évaluer et suivre la performance du Groupe en santé-sécurité au travail, en complément des dispositions mises en place par les entités.

Le Groupe met en œuvre depuis plusieurs années un *reporting* santé-sécurité destiné à suivre au travers d'indicateurs quantitatifs sa performance dans ce domaine. En 2024, le Groupe a publié une nouvelle version de son référentiel de *reporting* santé-sécurité de façon à y intégrer les nouveaux indicateurs prescrits par les normes européennes, en application de la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (*CSRD*).

Par ailleurs, ENGIE met en œuvre un processus d'audit interne destiné à évaluer la maîtrise par les entités des risques majeurs, pour éviter les accidents graves et mortels. À cette occasion sont identifiés des bonnes pratiques et des axes d'amélioration.

Le suivi de la performance santé-sécurité du Groupe est réalisé par différents organes de gouvernance :

- le Comité de Direction Santé-Sécurité Groupe présidé par la Vice-Présidente Santé-Sécurité du Groupe ;
- le Comité Exécutif ;
- le CEEDD ;
- le Conseil d'Administration.

Les résultats santé-sécurité du Groupe en 2024 sont les suivants :

- **nombre de décès suite à blessure** en lien direct avec les activités professionnelles parmi les salariés, les intérimaires et les sous-traitants du Groupe de 3 (6 en 2023), pour un objectif de zéro ;
- **taux de mortalité** des salariés, intérimaires et sous-traitants de 0,009 (contre 0,019 en 2023) pour un objectif de zéro. Ce taux de mortalité est calculé de la façon suivante, en intégrant les données relatives aux salariés, intérimaires et sous-traitants :

  taux de mortalité = (Nombre de décès suite à accident du travail) $x10^6$ / Nombres d'heures travaillées
- **taux de fréquence des accidents avec arrêt** des salariés, des intérimaires et des sous-traitants travaillant pour le Groupe de 1,7 (1,8 en 2023), inférieur à l'objectif maximum de l'année de 2,0.

  Le taux de fréquence des accidents avec arrêt est calculé de la façon suivante, en intégrant les données relatives aux salariés, intérimaires et sous-traitants :

  LTIR = (Nombre d'accidents de travail avec arrêt + nombre de décès suite à accident) x 10^6 / Nombres d'heures travaillées
- **taux de gravité des accidents** avec arrêt des salariés de 0,074 (selon référentiel OIT) ; ce taux de gravité est calculé de la façon suivante :

  TG = Nombre de jours d'arrêt de travail x 1000 / Nombre d'heures travaillées

3.2.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à l'environnement et au sociétal

Gouvernance

La Direction Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG), rattachée au Directeur Général Adjoint en charge de la Finance, des Achats et de l'ESG, porte les enjeux Climat, Nature et Sociétal à l'échelle du Groupe. Elle anime et coordonne une filière avec des *Sustainability Officers* couvrant les enjeux environnementaux et sociétaux. L'organisation ESG est ainsi déclinée au niveau GBU, pays et local. Les *Sustainability Officers* sont responsables de la bonne mise en œuvre des politiques, du respect des objectifs et de la mesure de la performance dans leur périmètre respectif.

Cartographie des risques

CARTOGRAPHIE DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIÉTAUX

Risques environnementaux	Risques sociétaux
• Atténuation du changement climatique (GES) • Adaptation au changement climatique • Biodiversité et réhabilitation des écosystèmes • Eau douce et Océans • Pollution • Usage des sols	• Relations avec les communautés locales et les peuples autochtones • Formation, reconversion des salariés • Droit à opérer sur un territoire • Offres commerciales abordables

D'un point de vue environnemental, le risque majeur pour le Groupe est le risque climatique, le suivi des risques, la biodiversité, l'eau, la pollution et la gestion des ressources. Le risque climatique est analysé sous la double dimension atténuation (annuellement et trimestriellement) et adaptation (annuellement). Les autres risques environnementaux sont analysés chaque année pour le périmètre existant et pour chaque projet soumis à une validation a minima au niveau des comités exécutifs de GBU. Ces risques environnementaux sont traités à la fois au niveau global et local afin d'identifier les projets et les sites à risque, puis d'établir des plans d'action. La cartographie est réalisée sur la base des données environnementales mesurées par les sites, de bases de données internationales et de scenarios climatiques établis en partenariat avec les experts de l'Institut Pierre-Simon Laplace.

En 2024, le Groupe a approfondi l'analyse des Dépendances, Impacts, Risques et Opportunités en matière de nature selon la méthode *LEAP* (*Locate, Evaluate, Assess, Prepare*).

En matière d'eau douce, les principaux risques associés sont le risque de manque d'eau dans les zones de stress hydrique ou en cas de sécheresse. En effet, beaucoup de processus du Groupe ont besoin d'eau pour fonctionner (centrales thermiques, hydroélectricité, réseau de chaleur et de froid, terminaux méthaniers, etc.). Ce risque est suivi au travers de l'analyse annuelle des sites, ou ad hoc pour les projets de développement, situés en zone de stress hydrique et du déploiement des plans d'action environnementaux.

En matière d'océans, les principaux risques sont liés au développement et à l'exploitation des éoliennes offshore et des usines de dessalement.

En matière de biodiversité, une analyse annuelle, ou ad hoc, de la proximité des sites aux zones sensibles pour la biodiversité (catégories UICN I à VI, zones Ramsar, sites UNESCO naturels et mixtes, zones MAB, *Key Biodiversity Areas* et Natura 2000) est réalisée. Cette analyse intègre également les enjeux au regard des espèces menacées et de l'intégrité écologique des écosystèmes.

En matière de forêt, le principal risque associé aux activités du Groupe porte sur la nécessité de couper des arbres pour le développement de nouveaux projets. Cette option n'est retenue qu'en tout dernier lieu, après avoir étudié toutes les possibilités d'évitement et de réduction. Le risque lié à la déforestation importée dans le cadre de l'approvisionnement en énergie est détaillé dans la Section 3.2.1.4. "Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie".

En matière de pollution, les risques associés aux activités du Groupe sont principalement liés aux émissions de polluants atmosphériques (NOx, SOx, Particules). Dans une moindre mesure, les activités peuvent également présenter des risques de pollution de l'eau (rejet des centrales thermiques, terminaux méthaniers ou usines de dessalement) et en cas de déversement accidentel, de pollution des sols.

En matière d'économie circulaire, le principal risque est lié aux déchets générés par les activités, en particulier en phase de démantèlement. Ces déchets sont suivis localement et les quantités reportées annuellement.

Le tableau ci-après récapitule les principaux risques d'impact négatif sur la nature par activité :

Activités / Risques d'impact négatif	Usage des sols	Usage d'eau douce	Occupation de l'espace aérien	Rejets dans l'eau ou les océans	Émissions dans l'air	Émissions accidentelles dans les sols	Production de déchets	Utilisation de matériaux critiques dans la chaine d'approvisionnement	Nuisances sonore, olfactive ou visuelle	Dissémination d'espèces exotiques envahissantes
Centrales thermiques	●	●		●	●	●	●		●	●
Dessalement	●			●			●		●	
Hydroélectricité	●	●							●	●
Éolien onshore	●		●				●	●	●	
Éolien offshore	●		●				●	●	●	
Solaire au sol	●						●	●	●	
Géothermie	●	●							●	
Biomasse bois	●				●		●		●	●
Biométhaniseur	●					●	●		●	
Stockage de gaz souterrain	●	●			●	●			●	
Terminaux méthaniers	●			●	●				●	●
Stockage en batteries	●						●	●	●	
Transport de gaz					●		●		●	●
Distribution de gaz							●			●

Pour l'ensemble des risques d'impacts négatifs pour la nature et pour les risques associés aux pollutions accidentelles, le risque pour les communautés résultant de ces impacts est également analysé. En cas de risque, des actions sont mises en œuvre pour réduire le risque et gérer les impacts.

D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont constitués de l'impact des activités sur les communautés locales et leurs conséquences sociales. L'analyse des risques est basée sur une cartographie des parties prenantes. Des plans d'engagement (plans sociétaux) sont ensuite mis en place et actualisés annuellement du stade projet à la fin de vie de l'actif ou de l'arrêt de l'activité.

Le développement des projets fait l'objet d'une attention particulière avec une analyse des risques environnementaux et sociétaux le plus en amont possible du développement afin de pouvoir éviter au maximum les impacts. Le résultat de l'analyse de risques est présenté lors de la validation des projets en comité d'investissement. En 2024, ce processus s'applique à tous les projets majeurs du Groupe ou du Conseil d'Administration. L'objectif est de couvrir l'ensemble des projets, quelle que soit leur taille d'ici fin 2025. Les thématiques analysées sont notamment : l'atténuation du changement climatique, l'adaptation au changement climatique, la biodiversité, l'eau et les océans, la pollution de l'air, l'économie circulaire, les parties prenantes, l'approvisionnement responsable et les controverses. Les critères sont détaillés sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux.

Politiques ESG

Les Politiques ESG du Groupe orientent la démarche de vigilance en matière environnementale et sociétale (voir Section 3.1). Ces politiques comprennent des politiques thématiques environnementales (climat, eau et océans, biodiversité et écosystème, anti-pollution, économie circulaire & ressources, forêts) et sociétales (dialogue avec les parties prenantes, Transition juste). Les risques environnementaux et sociétaux sont analysés périodiquement à tous les niveaux de l'entreprise. Ces politiques sont déclinées au niveau de chaque *Global Business Unit* (GBU), filiale et site. La mise en œuvre des politiques est suivie au travers d'objectifs Groupe en lien avec les risques identifiés. L'état d'avancement de ces objectifs est mesuré chaque année et les résultats sont présentés et commentés par le CEEDD et le Conseil d'Administration. Pour le risque "atténuation du changement climatique", en complément de la mesure de performance annuelle, des revues trimestrielles sont réalisées afin de s'assurer de la conformité des résultats aux trajectoires définies. Les données du bilan carbone sont revues annuellement par les Commissaires aux comptes à travers des audits et des travaux de vérification. Les autres risques environnementaux et sociétaux sont analysés au travers du respect des objectifs ainsi que la bonne mise en œuvre des plans d'actions. La mise en œuvre de la politique, des objectifs et des plans d'action fait également l'objet d'un processus de contrôle interne annuel. Les résultats sont présentés au Comité d'Audit et au Conseil d'Administration.

Mesures de gestion des risques

Climat

ENGIE reconnait la menace que représente le changement climatique et le rapport 1.5°C du GIEC. La maîtrise des émissions de gaz à effet de serre (GES) est un enjeu majeur pour le Groupe. ENGIE s'est fixé des objectifs de réduction d'émissions compatibles avec l'Accord de Paris ; le Groupe s'est ainsi engagé, en mai 2021, sur l'objectif Net Zéro Carbone à l'horizon 2045, pour l'ensemble de ses émissions directes et indirectes. Tous les objectifs sont disponibles dans la Section 3.1.2.1.5.

Les actions prises pour atteindre ses objectifs sont disponibles dans la Section 3.1.2.1.4, les principaux sont :

- la sortie du charbon d'ici 2027 au plus tard, avec l'ordre de mérite suivant : fermeture, conversion, puis, si cela n'est pas possible, vente, en s'assurant d'un dialogue continu avec les parties prenantes dans une démarche de Transition juste (voir Section 3.1.3.3). Le plan de sortie progresse rapidement ; ainsi les capacités électriques centralisées au charbon sont passées de 7,2 GW en 2017 à 2,1 GW en 2024 ;
- la réduction, le verdissement ou la décarbonation de la consommation et des ventes de gaz, tout en produisant des gaz verts et décarbonés ;
- le verdissement ou la décarbonation de la production, des ventes et de la consommation d'électricité et de chaleur ;
- la transition des infrastructures énergétiques (et notamment la réduction des émissions de méthane des infrastructures gazières).

Le Groupe a aussi développé de nombreux outils de pilotage, décrits dans la Section 3.1.2.1.3., les principaux sont :

- la définition de limites à ne pas dépasser sur les principaux postes d'émissions de ses activités (génération d'énergie, et les ventes de gaz et d'électricité). Elles sont jalonnées sur l'ensemble de la trajectoire Net Zéro Carbone du Groupe (2030, 2035, 2040 et 2045) et allouées à chaque GBU ;
- le suivi de ces limites qui est assuré chaque année lors du Plan À Moyen Terme, dans le cadre duquel les GBU élaborent leur stratégie opérationnelle de décarbonation de manière à respecter les limites fixées ;
- le pilotage infra-annuel des émissions qui est réalisé via une remontée trimestrielle des principaux postes d'émissions. Il est intégré au dialogue managérial sur la performance opérationnelle et financière via les *Quarterly Business Reviews ;*
- par ailleurs, toute nouvelle décision d'investissement doit être prise en respectant les limites attribuées aux GBU.

Les politiques de rémunération de la Directrice Générale, du Comex et des cadres dirigeants intègrent des critères liés aux objectifs climatiques du Groupe (voir Section 3.1.2.1.1 et Section 4.2).

En parallèle de ces efforts d'atténuation du changement climatique, le Groupe s'adapte également aux impacts que celui-ci aura sur ses activités, en cohérence avec les projections de la science climatique (voir Section 3.1.2.1.1).

Le Groupe communique sur l'avancement de son plan de transition dans l'état de durabilité (voir Section 3.1) et en rend compte à ses actionnaires lors d'un point spécifique à l'ordre du jour de l'Assemblée Générale depuis 2023.

Nature

Les politiques thématiques environnementales définissent les processus d'identification des risques et de mise en place des plans d'action pour éviter, réduire et, si besoin, compenser les impacts environnementaux des activités du Groupe. Ces plans d'action sont vérifiés annuellement et font l'objet d'un objectif de déploiement à 100% pour les projets, les sites et activités d'ici à 2030.

Outre la mise en œuvre de plans d'action, les objectifs ESG en matière de nature couvrent : la préservation de la biodiversité, l'optimisation de la consommation et du prélèvement d'eau douce pour la production d'énergie, la réduction des émissions de polluants atmosphériques et la réduction de la production de déchets.

Pour les sites utilisant de l'eau douce et situés en zone de stress hydrique extrême ou élevé, des actions sur l'eau pour réduire l'impact sur la ressource sont attendues, prenant en compte le contexte du bassin versant et les parties prenantes du territoire. Ces actions sont intégrées aux plans d'action environnementaux.

En matière d'océans, au regard des risques identifiés, des actions sont mises en œuvre et intégrées aux plans d'action environnementaux.

Pour tous les sites ou projets présentant un risque pour la biodiversité ou les écosystèmes des plans d'action sont demandés, privilégiant par ordre décroissant les actions d'évitement, de réduction ou de compensation. Ces plans d'action sont parties intégrantes des plans d'action environnementaux.

Lorsque la coupe d'arbres ne peut être évitée, des arbres sont replantés dans la même région, après discussion avec les experts externes pour identifier les espèces endémiques et respecter les écosystèmes. Dans la plupart des projets, a minima deux arbres sont replantés pour un arbre coupé.

En matière de pollution de l'eau, de l'air ou des sols, une fois identifiés les risques sont traités au travers d'actions d'atténuation (éviter, réduire, compenser) intégrées aux plans d'action environnementaux.

Le traitement des déchets se fait dans le respect de la hiérarchie des huit actions définies dans la politique : écoconception, préservation, optimisation, réemploi, réparation, recyclage, innovation, responsabilisation. Tout comme les autres enjeux environnementaux, les actions d'atténuation des risques sont reprises dans les plans d'action environnementaux.

Sociétal

La politique en matière de sociétal est centrée sur le dialogue avec les parties prenantes, incluant les communautés locales, y compris les peuples autochtones. Sa mise en œuvre comprend une boîte à outils, dont un outil de cartographie des parties prenantes et d'accompagnement à l'élaboration de plans d'action associés, des programmes de formation et un centre d'expertise. La Politique d'engagement avec les parties prenantes est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Engagement%20Parties%20Prenantes.pdf.

La Politique Transition juste couvre les enjeux sociétaux associés à la transition énergétique au travers de quatre axes : salariés, clients, territoires et fournisseurs. Elle est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Transition%20Juste.pdf.

Mesure et suivi

La mise en place des plans d'action fait l'objet d'objectifs à échéance 2030 (100%), avec une étape intermédiaire de 80% de déploiement fin 2025.

En 2024, le niveau de déploiement est de 76% de plans d'action environnementaux et de 54% pour les plans sociétaux.

Outils de sensibilisation

Des modules de *e-learning* sur le climat, la biodiversité, l'engagement des parties prenantes et la matrice ESG dans les décisions d'investissements ont été développés depuis 2021 avec la *Sustainability Academy* et ciblent, plus particulièrement, les opérationnels et managers directement concernés par ce sujet.

Dans le cadre du déploiement de la nouvelle filière ESG, des sessions de formation ont également été proposées par thème ESG, tout au long de l'année 2024 pour s'assurer de la bonne compréhension des politiques et expliquer leur mise en œuvre.

Des webinaires ont également été proposés aux *Business Developers* pour leur expliquer les différents critères environnementaux et sociétaux, et les attendus au regard des politiques environnementales et sociétales.

Suivi et mesure de la performance

La performance en matière d'atténuation du changement climatique, caractérisée par le respect de la trajectoire de réduction des émissions à 2030 est suivie trimestriellement dans le cadre des *Quaterly Business Reviews* et annuellement dans le cadre de l'état de durabilité (voir Section 3.1). La performance dans la mise en œuvre de la stratégie Climat est également suivie par le Comité Exécutif, le CEEDD et le Conseil d'Administration. L'état d'avancement de la mise en œuvre de la stratégie Climat est également partagé lors de la présentation des résultats annuels à l'Assemblée Générale des actionnaires.

La performance environnementale et sociétale est mesurée annuellement et présentée au Comité Exécutif et au CEEDD, en amont du Conseil d'Administration. Un dispositif de contrôle interne, ainsi qu'une procédure d'assurance limitée conduite par les Commissaires aux comptes sur l'état de durabilité, permettent de contrôler la mise en œuvre du processus.

La performance en matière de nature est suivie au travers de plusieurs indicateurs et cibles. Le Groupe a réactualisé ses engagements en faveur de la nature, *act4nature international,* en 2023. Ces engagements intègrent des objectifs en matière de biodiversité, mais aussi sur l'eau douce, réduction de la consommation et des prélèvements pour l'énergie produite. Le Groupe suit également des objectifs en matière de réduction de la pollution atmosphérique.

Le Groupe a publié plusieurs indicateurs clés sur la Transition juste dans son rapport intégré 2024. Des négociations ont été lancées en 2023 pour définir un accord européen sur la Transition juste dans le secteur du gaz entre les fédérations syndicales EPSU et IndustriAll et la fédération des employeurs Eurogas. Cette négociation était placée sous l'égide de la Commission européenne dans le cadre des dispositions relatives au dialogue sectoriel européen. Ces discussions sont terminées et n'ont pas permis à ce jour d'aboutir à un accord.

Au regard des évolutions réglementaires, notamment européennes avec l'entrée en vigueur de la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD), ENGIE renforce progressivement le dispositif d'analyse des risques, ainsi que les outils de contrôle, entre 2024 et 2026.

3.2.1.4 Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie

Les grands enjeux liés à l'approvisionnement en énergie (biomasse, gaz, GNL, etc.) pour le Groupe sont les suivants :

ENJEUX DANS LA CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE (PRODUCTION, TRANSPORT, ETC.)

Droits humains	Environnementaux
• Travail forcé, travail des enfants (exemples : production d'équipements, mines) • Droits des communautés locales et des populations autochtones (exemples : droits fonciers, droit au consentement libre et éclairé, droits aux ressources, droit à la santé) • Santé et sécurité des travailleurs et des communautés locales (exemples : impacts des opérations de production, équipements de protection, produits chimiques utilisés, explosivité, émissions)	• Changement climatique (exemples : émissions de CO_2/méthane, empreinte carbone, déforestation, utilisation de combustibles fossiles) • Rareté et qualité de l'eau (exemples : usage d'eau potable, besoins en eau, surutilisation de l'eau, usage de produits chimiques) • Pollution de l'air, de l'eau ou des sols (exemples : produits chimiques, métaux lourds, résidus, gestion des déchets) • Biodiversité (exemples : risque pour les écosystèmes, risques pour la faune et la flore, pour les corridors écologiques, déforestation, utilisation de terres agricoles)

Le Groupe a identifié les risques liés à la chaîne d'approvisionnement en énergie comme un enjeu spécifique de vigilance pour le Groupe. Les entités responsables de ces achats gèrent directement ces risques, moyennant le respect des règles de *reporting* et de gouvernance du Groupe, et identifient les risques spécifiques à chacune de leurs activités par source d'énergie, au niveau des pays et des fournisseurs d'énergie.

La structure de gouvernance du Groupe permet de s'assurer que le devoir de vigilance soit inclus dans les processus de décision. Le Groupe a notamment systématisé l'approche d'évaluation des risques de la chaîne d'approvisionnement, sur la base de l'approche 3P (*People, Planet and Profit*).

Plus généralement, les entités mettent en œuvre les mesures de prévention et de gestion des risques suivantes :

- les entités prévoient, si nécessaire, des mesures d'atténuation et des clauses contractuelles adaptées aux risques identifiés (exemple : clauses de performance spécifiques pour l'empreinte carbone et les émissions de méthane) dans les contrats avec les fournisseurs ;
- elles insèrent dans les contrats, une clause éthique et ESG permettant de rompre le contrat en cas de violation de ces obligations par le tiers ;
- elles appliquent la Politique de vigilance - droits humains, les Politiques de *due diligence* éthiques et les Politiques environnementales et sociétales ainsi que les autres politiques du Groupe ;
- elles s'assurent de la certification ESG de certains fournisseurs ou sources d'énergie (exemple : biomasse) ou de la présence de garanties d'origine ;
- elles réalisent des audits sur site chez certains fournisseurs ;
- elles participent à des groupes de travail ESG bilatéraux ou sectoriels comme par exemple le programme *Responsable Commodities Sourcing Initiative* (RECOSI, *Bettercoal and Gas*) ;
- elles concluent des contrats d'achat de gaz compatibles avec la trajectoire carbone du Groupe ;
- concernant le gaz de schiste, le Groupe effectue des *due diligence* sociales et environnementales poussées et choisit, parmi les producteurs, ceux qui sont capables d'offrir les garanties conformes aux standards du Groupe en matière de traçabilité des émissions et de suivi de la performance sociale et environnementale de leur activité ;
- dans le cadre de ses activités liées au biométhane et à la biomasse, ENGIE intègre dans sa chaîne d'approvisionnement des produits dérivés des industries forestières et agricoles. Concernant la biomasse, ENGIE a défini la Politique Forêt dont le but est de lutter contre la déforestation. Toute la biomasse importée par le Groupe en Europe est certifiée selon l'un des systèmes volontaires reconnus par la Commission européenne (majoritairement le SBP) garantissant la durabilité des exploitations, dans le respect de l'environnement, des employés et populations locales. Le biométhane quant à lui peut provenir de sources directes ou indirectes du secteur agricoles. ENGIE s'assure d'être en conformité avec la législation en vigueur ;
- le Groupe poursuit sa stratégie de sortie du charbon (en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027).

De plus amples informations sur le processus d'achat d'énergie sont disponibles à la Section 3.1.4.2 "Achats durables".

3.2.1.5 Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie

Les achats hors énergie couvrent tous les contrats de fourniture d'équipements et les prestations de services et de travaux. À ce titre, le référentiel achat du Groupe utilise le terme Fournisseur pour désigner les prestataires de service (appelés "sous-traitants") et les fournisseurs d'équipements.

Gouvernance

La Direction des Achats Groupe, rattachée au Directeur Général Adjoint en charge des finances, ESG et des achats, est responsable de la performance, de la durabilité et de la compétitivité du Groupe et de la sélection de Fournisseurs performants et innovants qui ont un impact positif sur le développement durable. La Direction des Achats est organisée à travers trois niveaux qui reflètent l'organisation du Groupe :

- la Direction des Achats en charge du catégorie *management* définit la gouvernance, les outils et les objectifs de performance de la filière ;
- les Directeurs Achats de GBU sont en charge de traduire l'ambition de croissance de chacune des quatre GBU en objectifs achats. Ils veillent à garantir l'implication et la coordination des Achats dans les projets et opérations de la GBU ;

- les *hubs* régionaux dirigés par un Directeur des Achats Régional sont en charge d'organiser les synergies et d'assurer la standardisation des processus à travers les pays avec le support des centres de services partagés. En France et dans les pays non couverts par les *hubs* régionaux, des responsables achats locaux sont en charge des achats opérationnels.

Cartographie des risques

La durabilité des achats s'articule autour de trois piliers :

- l'impact des achats sur les émissions carbone et sur le climat. Les achats ont un rôle clé dans l'atteinte par le Groupe de ses engagements en matière de décarbonation (Net Zéro Carbone en 2045, trajectoire *well-below* 2 °C en 2030) ;
- l'impact des achats sur la nature ;
- l'impact humain des achats (achats inclusifs, impact sur les communautés, droits humains, santé, etc.).

À ce jour, six catégories d'achats sont considérées à hauts risques au regard des droits humains, de santé-sécurité et/ou de leur impact environnemental. Ces catégories d'achats sont listées ci-après :

CATÉGORIES D'ACHATS	RISQUES SÉVÈRES IDENTIFIÉS	PLANS D'ACTION
• **Panneaux solaires** • **Batteries**	Droits humains/Environnement Environnement/Droits humains	Dispositions contractuelles renforcées, nouveaux fournisseurs localisés dans des pays à risque plus faible, audits éthiques, initiatives sectorielles etc. (voir Sections 3.2.1.1 et 2.2.5.1)
• **Éoliennes**	Droits humains/Environnement	Dispositions contractuelles renforcées, audits éthiques, initiatives sectorielles, etc. (voir Sections 3.2.1.1 et 2.2.5.1)
• **Équipements électriques**	Droits humains	Audits sociaux et recherche de nouveaux fournisseurs
• **Vêtements de travail**	Droits humains	Audits sociaux et diversification (Brésil par exemple)
• **Équipements informatiques** (ordinateurs, imprimantes, etc.)	Droits humains	Diversification du panel fournisseurs permis par la relocalisation aux États-Unis et en Europe
• **Contrats clé en main EPC** (*Engineering, procurement, and construction*)	Santé-Sécurité/Droits humains	Renforcement des règles de santé-sécurité et mise à l'écart des fournisseurs qui ne les respectent pas Audits éthiques sur les chantiers de construction

Depuis 2020, une attention particulière est portée sur les achats risquant d'avoir un lien avec le travail forcé en Chine. Les principales mesures d'identification et de gestion de ces risques sont présentées dans la Section 3.2.1.1.

Charte Achats et mesures de gestion des risques

L'identification et la gestion des risques sont assurées par la mise en œuvre de la démarche de vigilance des Achats d'ENGIE à travers :

- une cartographie des risques élaborée à partir des données fournies par le partenaire ESG EcoVadis (risques par Industrie et risques pays) et l'analyse des catégories achats réalisées par le réseau des *Category Managers* [(1)] ;
- un processus de qualification Fournisseur qui s'appuie notamment sur une évaluation ESG (EcoVadis), la mise en œuvre de la Politique de *due diligence* (voir Section 3.2.2), la mise en place de plans de gestion associés prenant en compte les risques identifiés, et la mesure de la performance délivrée par les Fournisseurs et les plans d'amélioration associés. Ces plans peuvent prévoir par exemple des audits, des dispositions contractuelles particulières pour limiter le risque, une clause éthique, etc. ;
- un système de management des Achats structuré autour :
  - d'une Charte Achats qui définit les engagements et les exigences d'ENGIE à l'égard de ses Fournisseurs notamment en matière de droits humains, de santé et sécurité, d'éthique ainsi que de durabilité (carbone, environnement, circularité),
  - d'une Gouvernance Achats qui prévoit notamment l'obligation de *due diligence* sur les Fournisseurs clefs du Groupe, la mise en œuvre du Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs, l'analyse des risques éthiques qui doit être menée au sein de chaque entité.

  Ces principes et ces règles sont déclinés dans les processus achats opérationnels qui intègrent les exigences du Code de conduite éthique du Groupe, les Politiques ESG, la Politique Santé-Sécurité, le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs, la Politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants directs et les principes internes en matière de sous-traitance. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement du Groupe et sont intégrées dans le modèle de clause éthique pour tous les contrats quel que soit leur montant et leur durée ;
- un mécanisme d'alerte et de recueil des signalements ouvert à l'externe (Voir Section 3.2.3).

Des initiatives spécifiques sont déployées à travers le Groupe. À titre d'exemple, au Moyen-Orient, ENGIE déroule son programme d'évaluation des conditions de vie des travailleurs de ses fournisseurs quand ils sont logés dans des bases de vie.

Outils de sensibilisation

Une *Procurement Academy* prévoit un ensemble de formations obligatoires pour la filière Achats. Des sessions en présentiel et en visio-conférence sont complétées par des modules en ligne via l'intranet de formation du Groupe. Les thèmes abordés sont le développement durable, l'éthique, l'hygiène, la santé et la sécurité, les droits humains, le management, la diversité et la sécurité informatique. En tant que population particulièrement exposée aux risques éthiques, tous les

(1) *Les Category Managers sont en charge de la gestion d'une ou plusieurs catégories d'achats Groupe. À ce titre, ils gèrent les Fournisseurs clés d'ENGIE et mettent en place des contrats applicables à travers l'ensemble des entités d'ENGIE.*

membres de la filière achats doivent suivre un plan de formation éthique renforcé. Celui-ci inclut notamment des formations présentielles sur "l'Éthique et la Relation Fournisseur en Pratique", "les droits humains" et trois modules de formations digitaux : "Fraude et Corruption, tolérance zéro" ; "notre Groupe, notre Éthique" et "Droit de la concurrence". En 2024, 534 membres de la filière achats ont suivi des formations éthiques dont 83 basés dans des pays à haut risque.

Suivi et mesure de la performance

La bonne mise en œuvre de ces processus est, quant à elle, vérifiée via le programme de contrôle interne INCOME (voir Section 2.3). Avec 31 contrôles différents, le référentiel INCOME PRO couvre l'ensemble des processus achats. En 2024, la Direction des Achats Groupe a renforcé les critères d'application du contrôle interne ce qui a permis de soumettre 42 nouvelles filiales au processus. Le taux de conformité a légèrement progressé en 2024, pour atteindre 90% des contrôles INCOME.

Par ailleurs, la Direction des Achats Groupe travaille de concert avec la Direction de l'Audit interne pour assurer le suivi des plans d'actions correctifs recommandés par cette dernière.

Plus d'informations sont détaillées sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/groupe/relations-fournisseurs/politique-achats-responsables.

3.2.2 Évaluation des tiers

Les *due diligence* sont réalisées sur les tiers (fournisseurs, prestataires de services/sous-traitants, partenaires de *Joint-Venture*, donneurs d'ordre, etc.) selon les conditions et en conformité avec les Politiques de *due diligence* telles que décrites sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance/evaluations-tiers. Notamment, selon la typologie de fournisseurs, un premier niveau de *due diligence* est effectué en interne, à l'aide de bases de données publiques ou d'outils spécialisés. En application de ces politiques, dans le cas où cette analyse révèlerait des risques, ENGIE effectue une *due diligence* approfondie (dite de niveau 2) soit via une équipe de spécialistes sous la supervision de la Direction Éthique, *Compliance* & *Privacy* du Groupe soit via des prestataires externes spécialisés.

En 2024, 100% des partenaires des projets d'investissement Groupe ont fait l'objet de *due diligence* incluant une étude systématique sur les sujets "vigilance" par la filière éthique.

De manière directe ou indirecte, 100% des *Ethics Officers* disposent d'un accès à un outil spécialisé dans les *due diligence*. En 2024, les *Ethics & Compliance Officers* et correspondants éthiques du Groupe ont déclaré plus de 30 000 *due diligence* de premier niveau effectuées via les outils de *due diligence*.

Par ailleurs, la filière des achats procède systématiquement à l'évaluation des nouveaux Fournisseurs stratégiques, préférentiels et majeurs du Groupe via une *due diligence* effectuée avant la contractualisation. Le Groupe a mis en place une équipe dédiée en charge de réaliser les *due diligence* des Fournisseurs clés et s'est équipé d'un nouvel outil digital fournissant une note de risque éthique couvrant cinq dimensions : le risque pays, les activités à risque, les personnes politiquement exposées, les sanctions et les controverses. ENGIE utilise également EcoVadis pour les aspects environnementaux, les droits humains et l'éthique. En 2024, environ 1 200 Fournisseurs clés récurrents (stratégiques, Preferred et Major) représentant près de 60% de la dépense totale, ont fait l'objet d'une *due diligence*.

3.2.3 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements

Le dispositif d'alerte commun à l'ensemble du Groupe ainsi que le bilan des alertes reçues sont présentés et discutés régulièrement avec le Comité d'Entreprise Européen et le Forum mondial (voir Section 3.2.4.2).

Son fonctionnement

Le dispositif d'alerte est ouvert à tous les collaborateurs, permanents ou temporaires, et à toutes les parties prenantes externes depuis janvier 2019. Un prestataire externe transmet le signalement anonyme au Groupe pour son traitement. De plus amples informations sur le fonctionnement du dispositif sont disponibles dans la Section 3.1.4.1.5. "Signalement et rapport des incidents éthiques".

Nombre d'alertes

En 2024, 335 alertes ont été reçues via le dispositif, dont 111 concernant des catégories de risques relevant du devoir de vigilance. Elles concernent en synthèse :

Allégations de harcèlement *	Allégations liées à la santé-sécurité	Allégations liées à des pratiques de travail	Allégations de discrimination	Questions liées à l'environnement et au droit des communautés
59	14	15	23	0

* *47 portent sur le thème du harcèlement moral et huit sur le thème du harcèlement sexuel. 23 allégations de harcèlement sexuel ont également été identifiées dans le cadre du système managérial.*

Comme pour toutes les alertes, les alertes liées aux allégations de discrimination et de harcèlement sont traitées, et lorsque les faits sont avérés, des sanctions disciplinaires sont prises et des plans d'action déployés.

3.2.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan

3.2.4.1 Un pilotage et suivi au plus haut niveau de l'entreprise

Le Groupe a mis en place un suivi et une coordination globale du plan de vigilance au plus haut niveau de l'entreprise pour répondre de manière effective aux objectifs de la loi. Le plan a été validé par le Comex qui a confié à la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) son pilotage, sous la responsabilité de la Direction Juridique et Éthique, elle-même rattachée à la Secrétaire Générale. Un compte rendu de la mise en œuvre effective du plan est présenté annuellement au CEEDD et au Conseil d'Administration.

Un comité spécifique se charge de la mise en œuvre opérationnelle du plan. Il a pour mission de s'assurer de la diffusion du plan et de la remontée d'informations. Les membres sont :

Départements							
DECP	**ESG**	**Direction des Achats**	**Direction Santé-Sécurité**	**Direction Sûreté**	**Direction des RH**	**Contrôle interne**	**Risque**
RÉGIONS/MEMBRES OPÉRATIONNELS (DIRECTION JURIDIQUE ET ÉTHIQUE)							
Amérique du sud	Amérique du nord	France	Europe	AMEA (Asie, Moyen-orient et Afrique)	GEMS	Tractebel	

De plus, chaque entité doit s'assurer pour son périmètre du déploiement effectif du plan de vigilance. Le suivi de ces actions par les entités est intégré dans le rapport de conformité éthique annuel (voir Section 3.1.4.1.7 "Contrôles et certifications").

3.2.4.2 L'association avec les parties prenantes

Parties prenantes internes

Le plan et les avancées de sa mise en œuvre sont présentés et discutés régulièrement avec les institutions représentatives du personnel lors de comités existants au niveau du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen. Un dialogue social autour du devoir de vigilance a également lieu au niveau des entités. Cette démarche a été mise en œuvre dès l'adoption du premier plan de vigilance et fait l'objet d'un point de contrôle interne.

Par ailleurs, le devoir de vigilance fait aussi l'objet d'un dialogue social renforcé dans le cadre de l'Accord mondial d'ENGIE. La mise en œuvre du plan de vigilance est discutée lors de l'instance de suivi de l'Accord, le "Forum mondial". Aussi, une réunion portant sur le projet de plan de vigilance est organisée chaque année en amont de sa publication avec les fédérations syndicales internationales. Ces échanges permettent également d'assurer un suivi de la démarche de vigilance en concertation avec les partenaires sociaux.

De manière générale, le Groupe s'efforce depuis plusieurs années de renforcer la culture du dialogue social à tous les niveaux de l'organisation (local, pays, européen, mondial) notamment sur les sujets de conditions de travail y compris la santé-sécurité au travail.

De plus amples informations sont disponibles dans la Section 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social".

Parties prenantes externes

Pour prévenir et gérer au mieux les impacts droits humains, environnementaux ou sociétaux de ses activités, ENGIE a adopté une politique spécifique "d'engagement avec les parties prenantes", composante des Politiques ESG du Groupe. Cette politique est accessible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE - Politique Engagement Parties Prenantes.pdf. La Politique d'engagement avec les parties prenantes est déployée au travers d'outils internes à destination des entités opérationnelles. Ces outils sont construits sur la base des normes internationales en vigueur, telle que l'ISO 26000 ou l'AA1000. L'engagement des parties prenantes doit ainsi être garanti tout au long du cycle de vie de projets. Chaque année, chaque site ou activité opérationnelle évalue son niveau de dialogue avec ses parties prenantes en s'appuyant sur le référentiel mis en place sur l'ensemble du Groupe. Ce référentiel d'auto-évaluation est basé sur la norme AA1000 – relative à la gestion des parties prenantes et produite par l'ONG Accountability, institution internationale reconnue dans le domaine de la Durabilité. De plus amples informations sont disponibles dans la Section 3.1.3.5 "Communautés affectées".

Enfin, le Groupe s'attache à construire un dialogue nourri avec chacune de ses parties prenantes. En 2021, le Groupe a mis en place un Comité de Dialogue avec ses parties prenantes ainsi qu'un forum de discussion (le forum Dialogue et Transition) pour accompagner les projets sensibles. Ce Comité s'est réuni en deux temps en décembre 2024 puis en janvier 2025 sur le thème de la double matérialité dans le cadre de la mise en œuvre de la CSRD (*Corporate Sustainability Reporting Directive*).

3.2.5 Table de concordance devoir de vigilance

Catégories de risques visés par le plan de vigilance	Emplacement dans le DEU
Les risques liés aux droits humains	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.3 “Informations sociales” • 3.1.4.1 “Éthique et conduite des affaires" • 3.1.4.3.2 “La sûreté des personnes, des sites et des informations” • 3.2.1.1 “Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains"
Les risques liés à la santé-sécurité des personnes	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.3.2.6 “Santé et sécurité des travailleurs” • 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie)" • 3.2.1.2 “Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail”
Les risques liés à l’environnement et au sociétal	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.2 "Informations environnementales" • 3.1.3 "Informations sociales" • 3.2.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à l’environnement et au sociétal"
Les risques liés aux achats	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie)" • 3.1.3.4 "Travailleurs de la chaîne de valeur (énergie)" • 3.1.4.2 "Achats durables" • 3.2.1.4 "Prévenir et gérer les risques liés à l’approvisionnement en énergie" • 3.2.1.5 "Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie"
Les risques ci-dessus	Section 2.2 “Facteurs de risque”

Le détail des catégories de risques mentionnées ci-dessus est disponible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures



4

GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

4.1 Organisation et fonctionnement de la gouvernance 240

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration 240
4.1.2 Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration 263
4.1.3 Direction Générale 272

4.2 Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif 273

4.2.1 Rémunérations des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2024 (*say on pay ex-post*) 273
4.2.2 Rémunération des Administrateurs au titre de l'exercice 2024 284
4.2.3 Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux pour l'exercice 2025 (*say on pay ex-ante*) 286
4.2.4 Politique de rémunération des Administrateurs pour l'exercice 2025 291
4.2.5 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) 291
4.2.6 Attribution d'Actions de Performance 292

4.3 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 296

4.3.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales 296
4.3.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées 296
4.3.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction 296
4.3.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations 297
4.3.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales 300
4.3.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE 301
4.3.7 Mandats des Commissaires aux comptes 301

4.4 Code de gouvernement d'entreprise 301

4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 302

Les informations présentées dans ce Chapitre forment le rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise établi conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 dernier alinéa et des articles L. 22-10-8 et suivants du Code de commerce. Ce rapport a été présenté aux comités du Conseil d'Administration pour les parties relevant de leurs domaines d'activité et approuvé par le Conseil d'Administration dans sa séance du 26 février 2025.

Il rend compte notamment de la composition du Conseil d'Administration, des conditions de préparation et d'organisation de ses travaux et des limitations apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Direction Générale. Il comprend également la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration. Les évolutions dans la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 24 avril 2025 sont précisées à la Section 4.1.1.10. Ce rapport rappelle, à la Section 4.2 "Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif", les dispositions applicables, les principes et les règles arrêtés pour déterminer les rémunérations et avantages de toutes natures accordés aux mandataires sociaux.

ENGIE poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code Afep-Medef de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées publié par l'Afep (Association française des entreprises privées) et le Medef (Mouvement des entreprises de France) (ci-après le "Code Afep-Medef"), actualisé en décembre 2022 et consultable sur le site internet de l'Afep (https://afep.com/publications/code-de-gouvernement-dentreprise-des-societes-cotees/) et du Medef (https://www.medef.com/).

Des informations incluses dans ce Chapitre constituent des éléments qui sont également requis dans le cadre de l'établissement de l'état de durabilité selon les normes européennes de reporting de durabilité (*European Sustainability Reporting Standards* - ESRS) (voir Section 3.1 "État de durabilité"). Ils sont identifiés à l'aide d'un pictogramme **[ESRS 2 - GOV]** et présentés dans la table de concordance disponible à la Section 3.1.5 "Annexes".

4.1 ORGANISATION ET FONCTIONNEMENT DE LA GOUVERNANCE

DISSOCIATION DE LA PRÉSIDENCE ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE

En 2016, le Conseil d'Administration a fait le choix d'une gouvernance dissociée. Ce choix a été confirmé depuis. Le 24 septembre 2024, le Conseil d'Administration a indiqué sa volonté de renouveler Catherine MacGregor dans ses fonctions de Directrice Générale, et a décidé de proposer à l'Assemblée Générale du 24 avril 2025 la reconduction de son mandat d'Administratrice.

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-17 du Code de commerce, le Conseil d'Administration d'ENGIE doit être composé au minimum de trois Administrateurs. L'article 13 des statuts de la Société (www.engie.com/statuts-ENGIE) fixe le nombre maximum d'Administrateurs et prévoit que trois Administrateurs représentant les salariés (conformément aux articles L. 22-10-5 et L. 22-10-6 du Code de commerce) et un Administrateur représentant les salariés actionnaires, soient désignés.

La durée du mandat des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs arrivent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie dans l'année au cours de laquelle expire le mandat et appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

Le mandat de Lord Peter Ricketts of Shortlands est arrivé à expiration à l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 et, à sa demande, n'a pas été renouvelé. Lors de cette même Assemblée Générale, Michel Giannuzzi a été nommé en qualité d'Administrateur et le mandat de Fabrice Brégier a été renouvelé.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 14 membres dont :

- sept Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale conformément aux dispositions de l'article L.225-18 du Code de commerce ;
- une Administratrice représentant l'État, nommée par arrêté, en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- deux Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, en vertu de l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014, compte tenu de la participation de l'État français au capital ;
- trois Administrateurs élus représentant les salariés (conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce et à l'article 13.3 des statuts de la Société) ;
- une Administratrice représentant les salariés actionnaires (conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du Code de commerce et à l'article 13.3 des statuts de la Société) nommée par l'Assemblée Générale.

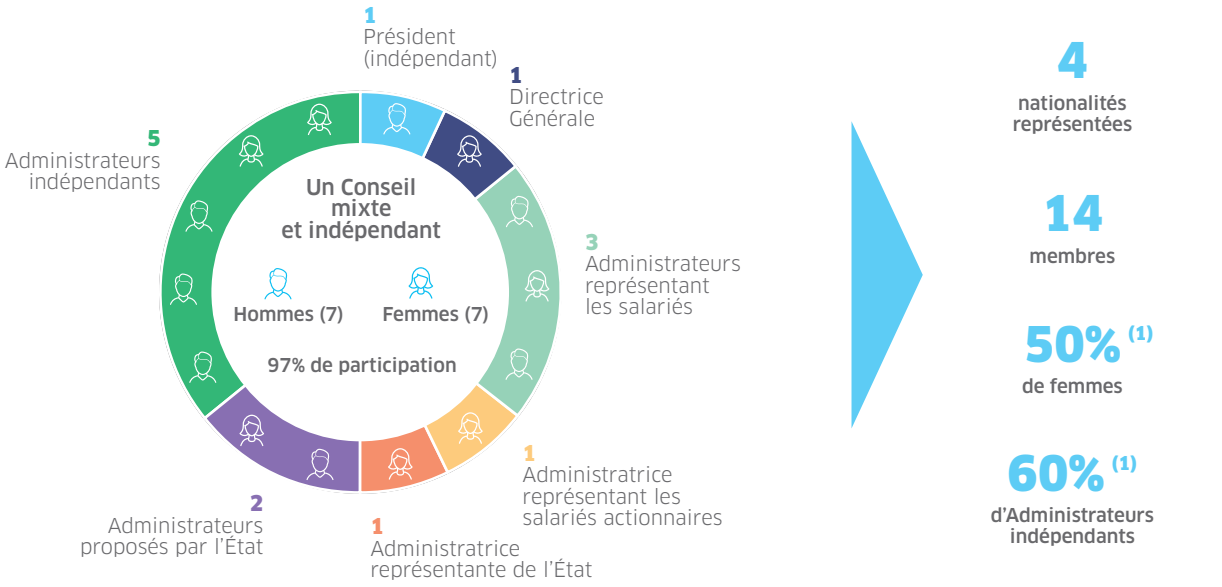
Le Conseil d'Administration comprend six Administrateurs indépendants, dont le Président du Conseil d'Administration (voir Sections 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice", et 4.1.1.5 "Indépendance des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas comptabilisés pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Lorsqu'un ou plusieurs sièges d'Administrateurs viennent à être vacants, et après s'être interrogé sur la taille du Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) définit, avec l'appui du Président du Conseil d'Administration, le profil recherché eu égard notamment à l'adéquation de la composition du Conseil par rapport aux activités du Groupe, à ses enjeux et ses orientations stratégiques tels que reflétés dans la politique de diversité des membres du Conseil d'Administration (voir Section 4.1.1.8) **[ESRS 2 - GOV-1].**



Photo prise lors de la séance du Conseil d'Administration du 18 décembre 2024.
De la gauche vers la droite :
Au premier plan : Michel Giannuzzi, Marie-José Nadeau, et Fabrice Brégier
Au deuxième plan : Jean-Pierre Clamadieu (Président) et Catherine MacGregor (Directrice Générale)
Au troisième plan : Marie-Claire Daveu et Ross McInnes
Au quatrième plan : Gildas Gouvazé (représentant du CSE) et Lucie Muniesa
Au cinquième plan : Céline Fornaro, Christophe Agogué, Magali Viot et Patrice Durand
Au dernier plan : Sophie Mourlon (Commissaire du gouvernement), Yoan Kosnar et Jacinthe Delage

À la date du présent rapport, les principales caractéristiques de la composition du Conseil d'Administration sont les suivantes :



(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein du Conseil d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé.

CHANGEMENTS INTERVENUS DANS LA COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DES COMITÉS AU COURS DE L'EXERCICE 2024

	Départ	Nomination	Renouvellement
Conseil d'Administration	Lord Peter Ricketts of Shortlands (30/04/2024)	Michel Giannuzzi (30/04/2024)	Fabrice Brégier (30/04/2024)
Comité d'Audit	-	Michel Giannuzzi (16/05/2024)	
CIT (1)	-	-	-
CNRG (2)	Lord Peter Ricketts of Shortlands (30/04/2024)	Michel Giannuzzi (30/04/2024)	Fabrice Brégier (30/04/2024)
CEEDD (3)	-	-	-

(1) Comité des Investissements et des Technologies.
(2) Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance.
(3) Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

TABLEAU DE PRÉSENTATION SYNTHÉTIQUE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Prénom, nom, sexe [1] et âge		Nationalité	Nombre d'actions ENGIE détenues [2]	Nombre de mandats dans d'autres sociétés cotées (hors ENGIE)	Administrateur indépendant	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au Conseil [3]	Participation à des comités du Conseil
Jean-Pierre Clamadieu H, 66 ans			50 000	2	•	18/05/2018	2026	6	Pdt du CIT CNRG [4]
Catherine MacGregor F, 52 ans			106 000	1	x	20/05/2021	2025	3	CNRG [4] CIT [4] CEEDD [4]
Fabrice Brégier H, 63 ans			2 500	2	•	03/05/2016	2028	8	CNRG
Marie-Claire Daveu F, 53 ans			2 000	1	•	21/04/2022	2026	2	Pdte du CEEDD
Michel Giannuzzi H, 60 ans			2 500	2	•	30/04/2024	2028	0	Comité d'Audit CNRG
Ross McInnes H, 70 ans			4 900	2	•	18/05/2018	2026	6	Pdt du Comité d'Audit CEEDD CIT
Marie-José Nadeau F, 71 ans			5 600	0	•	28/04/2015	2027	9	Pdte du CNRG Comité d'Audit CIT
Céline Fornaro F, 48 ans			0	3	x	14/03/2023	2027	1	Comité d'Audit CIT CNRG
Patrice Durand H, 71 ans			3 000	0	x	14/12/2016	2027	8	CIT
Lucie Muniesa F, 49 ans			0	0	x	26/04/2023	2027	1	CEEDD
Christophe Agogué H, 63 ans			125	0	NA	18/05/2018	2026	6	Comité d'Audit
Yoan Kosnar H, 49 ans			204	0	NA	21/04/2022	2026	2	CIT
Magali Viot F, 53 ans			39	0	NA	21/04/2022	2026	2	CEEDD
Jacinthe Delage F, 48 ans			1 719	0	NA	20/05/2021	2025	3	CNRG

(1) Femme (F), Homme (H).
(2) Sont dispensés d'être propriétaires d'actions de la Société, les Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, l'Administrateur représentant l'État et les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (voir Section 4.1.2.1 "Organisation et Présidence").
(3) En années échues.
(4) Assiste à ce(s) comité(s) sans en être membre.

4.1.1.1 Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale (7)



JEAN-PIERRE CLAMADIEU

Président du Conseil d'Administration

- **Président du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 66 ans

Nationalité : française

Première nomination : 18 mai 2018

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 50 000 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

Jean-Pierre Clamadieu est diplômé de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur du Corps des mines. Il débute sa carrière au sein de l'Administration française, travaillant en particulier pour le ministère de l'Industrie, ainsi que comme conseiller technique du ministre du Travail. En 1993, il rejoint le Groupe Rhône-Poulenc et occupe plusieurs postes de direction. En 2003, il est nommé Directeur Général, puis en 2008 Président-Directeur Général du Groupe Rhodia. Suite à l'opération de rapprochement entre les groupes Rhodia et Solvay, Jean-Pierre Clamadieu est nommé en mai 2012 Président du Comité Exécutif et CEO de Solvay, fonction qu'il exerce jusqu'en 2019. Le 18 mai 2018, il a été nommé Administrateur et Président du Conseil d'Administration d'ENGIE : son mandat a été renouvelé le 21 avril 2022. Le 8 octobre 2020, il a par ailleurs été nommé Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Administrateur de sociétés

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administrateur d'Airbus (1) - membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, et Président du Comité Éthique, *Compliance* & Développement Durable
- Administrateur de TE Connectivity (1) – membre du Comité des Nominations, de Gouvernance et *Compliance*
- Président du Conseil d'Administration de l'Opéra national de Paris
- Administrateur de France Industrie
- Président de la Fondation CGéniale

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- *Vice Chairman* du Comité Exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse)
- Administrateur indépendant référent d'AXA (1) – Président du Comité de Rémunération, de Gouvernance et du Développement Durable (jusqu'en 2023)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction des grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat, Social et Gouvernance
- Secteur de l'énergie
- Secteur de l'industrie
- Politiques publiques
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



CATHERINE MACGREGOR

Administratrice
Directrice Générale

- **Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**
- **Assiste sans être membre au Comité des Investissements et des Technologies**
- **Assiste sans être membre au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 52 ans

Nationalité : française

Première nomination : 20 mai 2021

Échéance du mandat : 2025

Actions détenues : 106 000 actions

Adresse professionnelle : ENGIE
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

Catherine MacGregor a rejoint le groupe ENGIE le 1er janvier 2021 en qualité de Directrice Générale, après avoir effectué toute sa carrière dans le secteur de l'énergie. Catherine MacGregor est diplômée de l'École centrale de Paris (CentraleSupélec). Avant de rejoindre le groupe ENGIE en janvier 2021, elle a occupé différents postes de direction dans le secteur de l'énergie. De 2019 à 2020, elle est membre du Comité Exécutif de TechnipFMC et dirige l'entité hébergeant les activités d'ingénierie : Technip Energies. Elle a notamment préparé son introduction en bourse. Auparavant, Catherine MacGregor a travaillé 23 ans chez Schlumberger, où elle a occupé des fonctions très diverses (Présidente du groupe de forage, Présidente en charge de l'Europe et de l'Afrique, Vice-Présidente des Ressources Humaines, etc.) dans différentes zones géographiques (République du Congo, États-Unis, Royaume-Uni, Malaisie, etc.). Depuis 2023, Catherine MacGregor a rejoint le Conseil d'Administration de Microsoft en tant qu'Administratrice indépendante.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Néant

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre du Club des partenaires de Toulouse School of Economics
- Administratrice de l'AFEP
- Administratrice et membre de l'Association française des entreprises pour l'environnement (EpE)
- Administratrice de MICROSOFT Corporation (1) (États-Unis) - Membre du Comité Environnemental, Social et de Politique publique, membre du Comité des Rémunérations

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice de la Fondation ENGIE (jusqu'en 2023)
- Membre du Comité Exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse) (jusqu'en 2023)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction des grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Social
- Digital/IA
- Secteur de l'énergie
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



FABRICE BRÉGIER

Administrateur

- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 63. ans

Nationalité : française

Première nomination :
3 mai 2016

Échéance du mandat :
2028

Actions détenues :
2 500 actions

Adresse professionnelle :
SCOR
5, Avenue Kléber
75795 Paris Cedex 16

Fabrice Brégier est diplômé de l'École polytechnique et Ingénieur en chef au Corps des mines. Il a débuté sa carrière à la Direction Régionale de l'Industrie et de la Recherche (DRIRE) de la région Alsace au ministère du Redéploiement industriel et du Commerce extérieur avant d'être nommé sous-directeur des affaires économiques, internationales et financières à la direction générale de l'Alimentation du ministère de l'Agriculture en 1989. Après plusieurs nominations de conseiller auprès de différents ministres de 1989 à 1993, Fabrice Brégier rejoint Matra Défense et devient Directeur Général de MBD/MBDA en 1998. Avant de rejoindre le Comité Exécutif d'Airbus en 2005, il est nommé Président et Directeur Général d'Eurocopter de 2003 à 2005. Fabrice Brégier a 20 ans d'expérience dans les domaines de l'aérospatiale et de la défense. Il a en effet effectué une grande partie de sa carrière professionnelle au sein du groupe Airbus en occupant successivement les postes de Directeur Général Délégué d'Airbus de 2006 à 2012, Président et Directeur Général d'Airbus de 2012 à 2017, et enfin Président d'Airbus Commercial Aircraft et Directeur des opérations d'Airbus Group de 2017 à 2018. Fabrice Brégier a été Président de Palantir France entre octobre 2018 et mai 2024. Il a été nommé Président du Conseil d'Administration de SCOR le 25 juin 2023.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Président du Conseil d'Administration de SCOR

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administrateur de KK Wind Solutions (Danemark)
- Président du Conseil d'Administration de SCOR [(1)] – Président du Comité Stratégique, Président du Comité de Gestion de Crise, membre du Comité des Comptes et de l'Audit et membre du Comité des Risques
- Administrateur de Safran [(1)] – membre du Comité Innovation, Technologie et Climat

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Président de Palantir Technologies France (jusqu'en 2024)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- Finance
- Digital/IA
- Secteur de l'industrie

(1) Société cotée.



MARIE-CLAIRE DAVEU

Administratrice

- **Présidente du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 53 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues :

2 000 actions

Adresse professionnelle :
KERING
40, rue de Sèvres
75007 Paris

Diplômée de l'École nationale du génie rural, des eaux et des forêts (ENGREF, corps des IPEF). Elle est également titulaire d'un Diplôme d'études supérieures spécialisées (DESS) en gestion publique de l'Université Paris Dauphine. Marie-Claire Daveu a démarré sa carrière en 1997 à la Direction Départementale Agriculture et Forêt du département de la Manche. En 2001, elle a rejoint le ministère du Plan et de l'Environnement. En 2002, elle est nommée Conseillère technique à l'écologie et au développement durable au cabinet du Premier ministre, puis en 2004, Directrice de Cabinet du ministre de l'Écologie et du Développement durable. En 2005, elle rejoint le Groupe Sanofi-Aventis, en tant que Directrice Développement Durable. En 2007, elle devient Directrice de Cabinet, d'abord au Secrétariat d'État à l'Écologie, puis au Secrétariat d'État chargé de la Prospective et du Développement numérique, et au ministère de l'Écologie, du Développement Durable, du Transport et du Logement. En 2012, elle rejoint le groupe Kering et est nommée Directrice du Développement Durable et des Relations Institutionnelles Internationales. Elle est membre du Comité Exécutif du Groupe.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Directrice du Développement Durable et des relations institutionnelles internationales de Kering

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice du Crédit Agricole (1) - membre du Comité des Risques, membre du Comité des Rémunérations et membre du Comité de la Stratégie et de la Responsabilité Sociétale de l'Entreprise
- Membre du Conseil de Surveillance de la Compagnie du Ponant
- Administratrice d'Indosuez Wealth management

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice de Crédit Agricole CIB – membre du Comité des Rémunérations (jusqu'en 2020)
- Administratrice de SPAC Transition (1) (jusqu'en 2022)
- Administratrice d'Albioma (1) – Présidente du Comité de la Responsabilité Sociétale (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat, Social et Gouvernance
- Digital/IA
- Secteur de l'énergie
- Politiques publiques
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



MICHEL GIANNUZZI

Administrateur

- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**
- **Membre du Comité d'Audit**

Âge : 60 ans

Nationalité : française

Première nomination : 30 avril 2024

Échéance du mandat : 2028

Actions détenues :

2 500 actions

Adresse professionnelle :
VERALLIA
31, place des Corolles
92400 Courbevoie

Michel Giannuzzi a été Président-Directeur Général de Verallia de 2017 à 2022. Depuis 2022, il est Président du Conseil d'Administration. Grâce au développement et au déploiement d'une stratégie fructueuse de création de valeur, il a mené avec succès l'introduction en bourse de Verallia sur le marché d'Euronext Paris en octobre 2019. Auparavant, il a exercé les fonctions de Président du Directoire de Tarkett, un leader mondial des solutions innovantes de revêtements de sol et de surfaces sportives, de 2007 à 2017. Au cours de son mandat, il a mené une stratégie de croissance rentable et durable, amenant à l'introduction en bourse de Tarkett sur le marché d'Euronext Paris en 2013. Précédemment, Michel Giannuzzi a occupé plusieurs postes de direction générale au sein des groupes Michelin et Valeo. Il est diplômé de l'École Polytechnique et de Harvard Business School.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

- Président du Conseil d'Administration de Verallia

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président du Conseil d'Administration de Verallia (1) - Président du Comité Stratégique et membre du Comité de Développement Durable
- Administrateur de Peugeot Invest (1) - membre du Comité de la Gouvernance, des Rémunérations et des Nominations et membre du Comité des Investissements et des Participations
- Administrateur de Daher - membre du Comité d'Audit et membre du Comité Stratégique
- Administrateur de Factory Mutual Insurance Company (FM Global) - membre du Comité d'Audit et membre du Comité des Rémunérations et du Développement de l'Organisation

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Président-Directeur Général de Verallia (1) (jusqu'en 2022)
- Administrateur de Kaufman & Broad (1) (jusqu'en 2024)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



ROSS MCINNES

Administrateur

- **Président du Comité d'Audit**
- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 70 ans

Nationalité : française et australienne

Première nomination : 18 mai 2018

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 4 900 actions

Adresse professionnelle :
SAFRAN
2, boulevard du Général-Martial-Valin
75015 Paris

Diplômé de l'Université d'Oxford, Ross McInnes débute sa carrière en 1977 au sein de Kleinwort Benson, à Londres puis à Rio de Janeiro. En 1980, il rejoint la Continental Bank (devenue Bank of America) au sein de laquelle il occupe successivement plusieurs postes dans les activités de corporate finance, à Chicago puis à Paris. En 1989, Ross McInnes rejoint Eridania Beghin-Say, dont il est nommé Directeur Financier en 1991, puis membre du Conseil d'Administration en 1999. L'année suivante, Ross McInnes rejoint Thomson-CSF (devenu Thales) en tant que Directeur Général Adjoint et Directeur Financier et accompagne la transformation du Groupe jusqu'en 2005. Il intègre alors le Groupe PPR (devenu Kering) comme Directeur Général, Finances et Stratégie, puis rejoint en 2006 le Conseil de Surveillance de Générale de Santé. Il assure la présidence du Directoire de Générale de Santé de manière intérimaire de mars à juin 2007. Il occupe aussi les fonctions de Vice-Chairman de Macquarie Capital Europe, spécialisé notamment dans les investissements en infrastructures. En mars 2009, Ross McInnes intègre Safran et devient Directeur Général Adjoint, Affaires économiques et financières au mois de juin suivant. Il a été membre du Directoire de Safran de juillet 2009 à avril 2011, puis Directeur Général Délégué jusqu'en avril 2015. Le 23 avril 2015, il devient Président du Conseil d'Administration de Safran. En février 2017, il rejoint SICOM, l'associé commandité de VIVESCIA Industries, en qualité de "personne qualifiée". Par ailleurs, Ross McInnes a été, de février 2015 à novembre 2024, Représentant Spécial pour les relations économiques avec l'Australie, nommé par le ministre de l'Europe et des Affaires étrangères dans le cadre de la diplomatie économique française. De novembre 2016 à novembre 2019, il a été membre du Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise. En octobre 2017, Ross McInnes a été nommé, par le Premier ministre, co-Président du Comité "Action Publique 2022", chargé de proposer des pistes de réformes sur les politiques publiques ; mission achevée depuis lors.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Président du Conseil d'Administration de Safran

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président du Conseil d'Administration de Safran [(1)]
- Administrateur référent de Lectra [(1)] (jusqu'en avril 2025)

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administrateur de Lectra [(1)] (jusqu'en 2020)
- Administrateur d'Eutelsat Communications [(1)] (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



MARIE-JOSÉ NADEAU

Administratrice

- **Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**
- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Membre du Comité d'Audit**

Âge : 71 ans

Nationalité : canadienne

Première nomination : 28 avril 2015

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 5 600 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

Marie-José Nadeau est experte du secteur de l'énergie. Elle est Présidente honoraire du Conseil mondial de l'énergie, une organisation internationale dont elle a présidé le Conseil de 2013 à 2016, après y avoir siégé comme Administratrice pendant 15 ans. Par ailleurs, Marie-José Nadeau a une expérience de plus de 20 ans en qualité de haut dirigeant et a siégé en qualité de membre de comités d'audit pendant 10 ans. Avocate de formation et titulaire d'une maîtrise en droit public de l'Université d'Ottawa, elle a exercé des fonctions stratégiques au sein des gouvernements du Canada et du Québec, avant de rejoindre la direction d'Hydro-Québec (Canada) en qualité de Secrétaire Générale et de Vice-Présidente Exécutive. Elle est Vice-Présidente du Conseil d'Administration d'Alto (anciennement Via HFR – Via TGF), une société canadienne chargée du développement et d'un réseau de trains à grande vitesse sur une distance 1 000 km entre les villes de Québec et Toronto. En 2009, le Barreau du Québec lui a remis la distinction Advocatus Emeritus pour sa contribution à la profession juridique. En 2016, elle a été reçue membre de l'Ordre du Canada en reconnaissance de son engagement dans les domaines de l'éducation et de l'environnement.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Administratrice de sociétés

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice – Vice-Présidente de Via HFR – Via TGF (Canada)

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice de Metro Inc. (1) (Canada) – Présidente du Comité de la Gouvernance et des Nominations et membre du Comité des Rémunérations (jusqu'en 2020)
- Administratrice du *Electric Power Research Institute* (États-Unis) (jusqu'en 2023)
- Administratrice de Trans Mountain Corporation (Canada) (jusqu'en 2024)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Secteur de l'énergie
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.

Administrateur représentant l'État, nommé par arrêté



CÉLINE FORNARO

Administratrice représentante de l'État, nommée par arrêté

- **Membre du Comité d'Audit**
- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 48 ans

Nationalité : française et italienne

Première nomination : 14 mars 2022

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 0 action

Adresse professionnelle : Agence des participations de l'État 139, rue de Bercy 75572 Paris Cedex 12

Céline Fornaro est une ancienne élève de l'École nationale de l'aviation civile (promotion 1997) et diplômée du College of Aeronautics de Cranfield University (Royaume-Uni). Elle débute sa carrière en 2000 en tant que responsable marketing et produit dans la vente d'avions chez Embraer. En 2004, elle rejoint Bank of America Merril Lynch, puis est promue en 2009 à la tête de l'équipe de recherche en Aéronautique, Défense et Satellites. En 2016, Céline Fornaro intègre UBS en tant que directrice de la recherche au pôle Industriel – aéronautique, bien d'équipements et énergies nouvelles. Ces expériences professionnelles lui ont permis d'acquérir une connaissance approfondie de la banque d'affaires, des secteurs de la finance, des biens d'équipements, de l'aéronautique et du transport, avec une vision globale des secteurs à moyen et long terme. Céline Fornaro, auparavant responsable du pôle Finance de l'Agence des participations de l'État (APE), est nommée, à compter du 1er octobre 2023, Directrice Générale Adjointe de l'APE.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Directrice Générale Adjointe de l'Agence des Participations de l'État

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de Safran (1) en qualité de représentante de l'État – membre du Comité d'Audit et des Risques et membre du Comité des Nominations et des Rémunérations
- Administratrice d'Air France – KLM (1) en qualité de représentante de l'État – membre du Comité d'Audit, membre du Comité des Rémunérations et membre du Comité de Nomination et de Gouvernance
- Administratrice de la société Orange (1) en qualité de représentante de l'État – membre du Comité d'Audit et des Risques
- Membre de la *Chatham House*, The Royal Institute of International Affairs (Royaume-Uni)
- Membre de *The Royal Aeronautical Society* (Royaume-Uni)
- Membre de *Women on Boards* (Royaume-Uni)

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice d'EDF (1) en qualité de représentante de l'État (jusqu'en 2022)
- Administratrice de la RATP en qualité de représentante de l'État (jusqu'en 2023)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Social et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Politiques publiques
- Expérience internationale

(1) Société cotée.

Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État (2)



PATRICE DURAND

Administrateur nommé par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**

Âge : 71 ans

Nationalité : française

Première nomination : 14 décembre 2016

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues :

3 000 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration, Patrice Durand débute sa carrière en 1978 en tant que sous-préfet, Directeur de cabinet du préfet de l'Eure-et-Loir, puis de la région Haute-Normandie en 1979. De 1981 à 1994, il occupe successivement les fonctions de chargé de mission à la Direction Générale de l'Administration au ministère de l'Intérieur, Secrétaire Général Adjoint puis Secrétaire Général du Club de Paris ; chef du bureau Énergie, transports, mines et Secrétaire du Fonds de développement économique et social, chef du bureau Biens d'équipements et autres participations et Sous-Directeur des Participations à la Direction du Trésor. Il devient en 1994 Directeur Général Adjoint puis en 1995 Directeur Général Délégué chargé des affaires économiques et financières d'Air France. À partir de 1999, il est membre du Comité Exécutif en charge notamment des finances de la Direction Centrale des Risques, de l'Inspection générale, des Affaires juridiques, de la Gestion d'actifs, de l'Informatique et des Traitements avant de devenir, en 2002, Directeur Général Délégué du Groupe du Crédit Lyonnais. En 2003, il est également nommé Directeur du Fonctionnement et de la Logistique et membre du Comité Exécutif de Crédit Agricole SA. En 2005, il rejoint le groupe Thales en tant que Directeur Général Adjoint Finances et Administration. De 2012 à 2015, il est Directeur Général Adjoint Finances et Opérations du Groupe Ingenico. Depuis 2016, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Administrateur de sociétés

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Néant

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Politiques publiques
- Expérience internationale



LUCIE MUNIESA

Administratrice nommée par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

- **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 49 ans

Nationalité : française

Première nomination : 26 avril 2023

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 0 action

Adresse professionnelle :
PAPREC
128, boulevard Haussmann
75008 Paris

Ancienne élève de l'École nationale de la statistique et de l'administration économique (Ensae), Lucie Muniesa a débuté sa carrière à l'Insee, avant d'être nommée adjointe au chef de bureau des Concentrations et Aides d'État à la Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes en 2002. Elle a rejoint l'APE en 2004, en qualité d'adjointe aux chefs des bureaux sectoriels "Énergie, Chimie et autres participations" et "La Poste – France Telecom", avant d'être nommée secrétaire générale de l'APE en 2007. En 2010, Lucie Muniesa a rejoint Radio France, en qualité de directrice financière puis Directrice Générale Adjointe en charge des finances, achats, juridique et du développement des ressources propres, avant de devenir en 2014, Directrice, Secrétaire Générale adjointe du ministère de la Culture et de la Communication. En février 2016, Lucie Muniesa a été nommée Directrice Générale Adjointe de l'APE. De 2018 à 2020, elle est Directrice de Cabinet du ministre de la Culture puis, de 2020 à mars 2022, Directrice de cabinet du ministre délégué chargé du Commerce Extérieur et de l'Attractivité au ministère de l'Europe et des Affaires étrangères. Depuis avril 2022, elle a rejoint le groupe Paprec, leader français du recyclage et 2e opérateur de gestion de déchets en France, en tant que Directrice Développement Durable, de la Conformité et des Affaires Institutionnelles.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Directrice du Développement Durable, de la Conformité et des Affaires Institutionnelles de Paprec

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

- Membre de la Commission de Surveillance de la Caisse des Dépôts et Consignations (jusqu'en 2024)
- Membre du Comité des Parties Prenantes de la SNCF (jusqu'en 2024)

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Néant

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Finance
- Politiques publiques

Administrateurs élus représentant les salariés (3)



CHRISTOPHE AGOGUÉ

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération CFE-CGC

- **Membre du Comité d'Audit**

Âge : 63 ans

Nationalité : française

Première nomination : 18 mai 2018

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 125 actions

Adresse professionnelle :
GRDF
17 rue des Bretons
93210 SAINT-DENIS

Christophe Agogué est diplômé d'HEC avec une spécialisation financière. Il rentre en 1986 à EDF où il est chargé des négociations avec la COGEMA dans le domaine du retraitement du combustible usé. Après un passage en cabinet de direction, il est plus spécialement chargé de la gestion puis membre du Directoire de la filiale Nersa en charge du réacteur Superphénix. En 2001, il rejoint Gaz de France où il anime le département en charge des immobilisations, et participe aux opérations de rachat du réseau de transport à l'État et aux premières réflexions sur la régulation des activités d'infrastructure. Ayant rejoint GRDF depuis sa création, il travaille à la construction de plusieurs tarifs d'acheminement. Il occupe des fonctions syndicales pour le compte de la CFE-Énergies à partir de 2009. Il a été notamment représentant syndical au Comité Central d'Entreprise de GRDF et au Comité Groupe France d'ENGIE, et Secrétaire de son Comité d'Établissement. Depuis 2018, il travaille en tant qu'appui financier à la Direction Économie et Régulation de GRDF.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Depuis 2022, membre du Comité Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques pour le compte de la CFE-CGC

Auteur d'essais philosophiques et sociologiques, romans et pièces de théâtre

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administrateur d'ENGIE Rassembleurs d'Énergie (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Social et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'énergie



YOAN KOSNAR

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT

- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**

Diplômé d'un BTS Gestion et maitrise de l'eau, option assainissement, Yoan KOSNAR a commencé sa carrière dans la maintenance et qualité dans un établissement de santé mutualiste. Il a ensuite rejoint le Groupe en 2007 en tant que Responsable de site chez ENGIE Energies Services SA (Cofely) et depuis 2017 tout en gardant son activité opérationnelle, il assiste le coordinateur national CFDT au dialogue social du groupe ENGIE. Yoan KOSNAR est devenu délégué du personnel en 2011, puis délégué syndical et membre du Comité Européen d'entreprise ENGIE. Il est titulaire du Certificat d'Administrateur de Société délivré par Sciences Po Executive Education et l'Institut Français des Administrateurs, promotion 63 (2023).

Âge : 49 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 204 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE Énergie Services
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Néant

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Néant

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Au sein du périmètre d'ENGIE Energies Services SA

- Titulaire CSE sur le territoire Ouest et trésorier du CSE (jusqu'en 2022)
- Représentant Proximité (jusqu'en 2022)
- Titulaire CSE Central (jusqu'en 2022)
- Délégué Syndical établissement (jusqu'en 2022)
- Référent harcèlement sexisme (jusqu'en 2022)

Au niveau du Groupe

- Titulaire Comité d'entreprise européen (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Environnement/climat, Social et Gouvernance
- Digital / IA
- Secteur de l'énergie
- Politiques publiques



MAGALI VIOT

Administratrice élue par les salariés, parrainée par la Fédération nationale des Mines et de l'Énergie – CGT

- **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 53 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 39 actions

Adresse professionnelle :
ELENGY
Zone portuaire,
BP 35 44550
Montoir-de-Bretagne

Magali VIOT est salariée d'Elengy, détachée pour des mandats de représentation du personnel depuis début 2014. Diplômée d'un BAC, elle rejoint EDF-GDF en 1996 en tant que conseillère clientèle à la Direction Électricité Gaz Service (DEGS). En 2009, Magali Viot mène à bien une reconversion professionnelle en alternance et obtient un Certificat de Qualification Professionnelle (CQP) de maintenance industrielle qui lui permet de devenir technicienne de maintenance courant fort. En 2012, elle intègre le service de planification et gestion de la maintenance du terminal de Montoir-de-Bretagne avant de se dédier entièrement à ses mandats de représentation du personnel en 2014.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Néant

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Administratrice représentant les salariés d'Elengy

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre du Comité stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques mandatée par la confédération CGT
- Membre du Comité de Dialogue Sectoriel Gaz de la commission Européenne, mandatée par la FNME CGT

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Titulaire CSE d'Elengy (jusqu'en 2022)
- Secrétaire CSE d'Elengy (jusqu'en 2021)
- Membre de la Commission Santé Sécurité Condition de travail (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Environnement/climat et Social
- Secteur de l'énergie
- Politiques publiques

Administratrice représentant les salariés actionnaires, nommée par l'Assemblée Générale (1)



JACINTHE DELAGE

Administratrice représentant les salariés actionnaires, nommée par l'Assemblée Générale, sur proposition du FCPE Link France et parrainée par l'Association des Actionnaires Salariés et Anciens Salariés du Groupe (AG2S)

- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 48 ans

Nationalité : française

Première nomination : 20 mai 2021

Échéance du mandat : 2025

Actions détenues : 1 719 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

Jacinthe Delage est diplômée de plusieurs troisièmes cycles juridiques, en droit économique et droit de l'environnement et est titulaire d'un certificat d'Administratrice délivré par l'ESSEC. Après avoir travaillé dans des entreprises telles que Novergie et Neuf Cegetel comme juriste, Jacinthe Delage intègre ENGIE Cofely en avril 2007 au sein de la région Sud-Ouest puis évolue dans la fonction juridique du Groupe de février 2009 à janvier 2016 au sein de la Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU), du service Concurrence et Régulation du Corporate et du Secrétariat Général de la BU France *BtoB*. En novembre 2018, elle devient Responsable du service juridique de l'établissement ENGIE Réseaux dédié aux réseaux de chaleur et de froid en France, puis en janvier 2021, Responsable du Pôle Energie des Réseaux au sein de la Direction Juridique et Éthique d'ENGIE Solutions. En 2021, elle devient représentante des porteurs de parts sur la liste AG2S au Conseil de Surveillance du FCPE Link France. Elle prend une fonction opérationnelle le 1er septembre 2023 en qualité de Directrice régionale Réseaux Normandie Centre au sein d'ENGIE Solutions France.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Néant

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Membre du Comité de Direction du Territoire Centre Ouest d'ENGIE Solutions France
- Directrice Générale de DUNoise Energie Services (DUNES), Maromme Bio Energie Services (MBES), Réseau de chaleur de biomasse de l'Aigle (RECBIA), Sens Bio Energie Services (SEBS), Distribution de Chaleur de Mont-Gaillard (SDCMG) et Tours Métropole Energies Durables (TMED)

Autres mandats et fonctions extérieurs au Groupe

- Présidente de l'Association AG2S depuis 2024

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Membre du Comité de Direction de la SAS GéoMarne (jusqu'en 2023)
- Membre du Comité de Direction du Territoire Île-de-France de l'entité Grandes Infrastructures et Mobilités d'ENGIE Solutions (jusqu'en 2023)
- Administratrice de l'Association AG2S (jusqu'en 2023)
- Directrice Générale de Bio Cogelyo Normandie (BCN) et FICOBEL (sociétés du Groupe)

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Secteur de l'énergie
- Politiques publiques

4.1.1.2 Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article L. 111-70 du Code de l'énergie, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et des comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Sophie Mourlon, Directrice Générale Énergie-Climat au ministère de la Transition énergétique, a été nommée Commissaire du gouvernement par arrêté de la ministre de la Transition énergétique en date du 3 novembre 2023, en remplacement de Laurent Michel. Par le même arrêté, Alexandre Chevallier a été nommé Commissaire du gouvernement suppléant, en remplacement de Vincent Delporte.

4.1.1.3 Représentant du Comité Social et Économique

Conformément aux articles L. 2312-72 et suivants du Code du travail, un membre titulaire du Comité Social et Économique, désigné par ce dernier, assiste avec voix consultative à toutes les séances du Conseil d'Administration. À la date de publication du présent Document d'enregistrement universel, Gildas Gouvazé assure cette fonction.

4.1.1.4 Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation, contrat de services et lien familial

Le Président porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflits d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, la Directrice Générale ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 3.1.4 du Règlement Intérieur.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées (articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce), l'article 4.7 du Règlement Intérieur (voir Section 4.1.2.1 "Organisation et Présidence") prévoit notamment que chacun des Administrateurs doit s'efforcer d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société. Il doit informer le Conseil de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être, directement ou indirectement, impliqué. Dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, il s'abstient de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs des Administrateurs à l'égard d'ENGIE, et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

Il n'existe aucun lien familial entre les Administrateurs.

À la connaissance d'ENGIE, aucun des Administrateurs ni des dirigeants d'ENGIE n'a, au cours des cinq dernières années, fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée, participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre, liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire, fait l'objet d'une mise en cause et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire, été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Par ailleurs, aucun prêt, aucune garantie n'a été accordé ou constitué en faveur des membres du Conseil d'Administration ou du Comité Exécutif (Comex).

4.1.1.5 Indépendance des Administrateurs en exercice

Chaque année, avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, le Conseil d'Administration doit procéder, conformément à l'article 1.1.2 du Règlement Intérieur, à une évaluation de l'indépendance de chacun de ses membres au regard des critères qu'il aura retenu. Le processus d'évaluation de l'indépendance de chaque Administrateur a été mené par le CNRG lors de sa séance du 28 janvier 2025, puis par le Conseil d'Administration du 26 février 2025.

Ces instances ont examiné au cas par cas l'indépendance de chacun des Administrateurs au regard des critères du Code Afep-Medef auquel la Société se réfère.

Pour l'appréciation du caractère significatif ou non des liens d'affaires, le CNRG et le Conseil étudient l'importance de la relation d'affaires notamment au regard du chiffre d'affaires généré par le ou les contrats concernés, par rapport aux autres partenaires. Ils s'attachent également à analyser le pouvoir de décision que l'Administrateur aurait au sein de la société avec laquelle ENGIE aurait cette relation d'affaires.

Il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales ou statutaires, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Céline Fornaro, Administratrice représentant l'État, ainsi que Patrice Durand et Lucie Muniesa, Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État ;
- Christophe Agogué, Yoan Kosnar et Magali Viot, Administrateurs représentant les salariés ; Jacinthe Delage, Administratrice représentant les salariés actionnaires.

Six Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir également la Section 4.1.1.2 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas comptabilisés pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS AU REGARD DES CRITÈRES D'INDÉPENDANCE ÉNONCÉS À L'ARTICLE 10 DU CODE AFEP-MEDEF

	Indépendant (I) Non indépendant (NI)	Salarié mandataire social au cours des 5 années précédentes	Mandats croisés	Relations d'affaires significatives	Lien familial	Commissaire aux comptes	Durée du mandat supérieure à 12 ans	Statut du dirigeant mandataire social non exécutif	Statut de l'actionnaire important
Jean-Pierre Clamadieu	I								
Catherine MacGregor	NI	✗							
Fabrice Brégier [1]	I								
Marie-Claire Daveu	I								
Michel Giannuzzi	I								
Ross McInnes	I								
Marie-José Nadeau	I								
Céline Fornaro	NI								✗
Patrice Durand	NI								✗
Lucie Muniesa	NI								✗
Christophe Agogué	NI/NA [2]	✗							
Yoan Kosnar	NI/NA [2]	✗							
Magali Viot	NI/NA [2]	✗							
Jacinthe Delage	NI/NA [2]	✗							

✗ = *critère d'indépendance non satisfait.*

(1) *Fabrice Brégier ayant démissionné de son mandat de Directeur Général de PALANTIR TECHNOLOGIES France, avec effet au 1er juin 2024, et ne disposant plus d'aucun mandat dans une quelconque société du groupe PALANTIR, il n'y a plus lieu d'examiner les conditions d'exercice de la convention entre ENGIE S.A. et PALANTIR TECHNOLOGIES INC.*

(2) *Conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.*

Critère 1 : Salarié mandataire social au cours des cinq années précédentes

Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes :

- *salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société ;*
- *salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur d'une société que la Société consolide ;*
- *salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur de la société-mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société-mère.*

Critère 2 : Mandats croisés

Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'Administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'Administrateur.

Critère 3 : Relations d'affaires significatives

Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil :

- *significatif de la Société ou de son Groupe ;*
- *ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité.*

L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation (continuité, dépendance économique, exclusivité, etc.) explicités dans le rapport annuel.

Critère 4 : Lien familial

Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.

Critère 5 : Commissaire aux comptes

Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des cinq années précédentes.

Critère 6 : Durée du mandat supérieure à douze ans

Ne pas être Administrateur de la Société depuis plus de douze ans. La perte de la qualité d'Administrateur indépendant intervient à la date anniversaire des douze ans.

Critère 7 : Statut du dirigeant mandataire social non exécutif

Un dirigeant mandataire social non exécutif ne peut être considéré comme indépendant s'il perçoit une rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.

Critère 8 : Statut de l'actionnaire important

Des Administrateurs représentant des actionnaires importants de la Société ou sa société mère peuvent être considérés comme indépendants dès lors que ces actionnaires ne participent pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10% en capital ou en droits de vote, le conseil, sur rapport du Comité des Nominations, s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

4.1.1.6 Situation de cumul des mandats des Administrateurs

Le nombre de mandats exercés par les Administrateurs dans des sociétés cotées extérieures au Groupe, y compris étrangères, a été apprécié par le Conseil d'Administration dans sa séance du 26 février 2025, conformément aux dispositions de l'article 20 du Code Afep-Medef, selon lequel : "*Un dirigeant mandataire social exécutif ne doit pas exercer plus de deux autres mandats d'Administrateur dans des sociétés cotées extérieures à son groupe, y compris étrangères. Un Administrateur ne doit pas exercer plus de quatre autres mandats dans des sociétés cotées extérieures au Groupe, y compris étrangères.*"

	Nombre de mandats dans des sociétés cotées extérieures au Groupe	Conformité aux critères du Code Afep-Medef
Jean-Pierre Clamadieu	2	•
Catherine MacGregor	1	•
Fabrice Brégier	2	•
Marie-Claire Daveu	1	•
Michel Giannuzzi	2	•
Ross McInnes	2	•
Marie-José Nadeau	0	•
Céline Fornaro	3	•
Patrice Durand	0	•
Lucie Muniesa	0	•
Christophe Agogué	0	•
Yoan Kosnar	0	•
Magali Viot	0	•
Jacinthe Delage	0	•

4.1.1.7 Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration s'attache à promouvoir la diversité en son sein au regard du genre, de la nationalité, des qualifications et expériences professionnelles, ainsi que de l'âge de ses membres.

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-17 du Code de commerce qui instaure un principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'Administration, à la date du présent rapport, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprend sept femmes Administratrices sur 14 membres.

Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit que les Administrateurs représentant les salariés (trois Administrateurs) ou les salariés actionnaires (une Administratrice) ne sont pas pris en compte. Ainsi, l'appréciation est faite sur une base de 10 Administrateurs dont cinq sont des femmes, soit 50% de femmes. L'exigence légale d'avoir au moins 40% de femmes et 40% d'hommes au sein du Conseil est donc satisfaite.

À noter que la directive (UE) 2022/2381 du Parlement européen et du Conseil du 23 novembre 2022, relative à un meilleur équilibre entre les femmes et les hommes parmi les Administrateurs des sociétés cotées (dite *Women on boards*), met à la charge des États membres de veiller à ce que les sociétés cotées soient soumises à des objectifs de parité devant être atteints d'ici le 30 juin 2026. Cette directive a été transposée en droit français par l'ordonnance n° 2024-934 du 15 octobre 2024. Il en résulte une obligation de parité appréciée de manière distincte, d'une part, au sein du collège des Administrateurs représentant les salariés, et, d'autre part, au sein du collège des Administrateurs représentant les actionnaires (incluant l'Administrateur représentant les salariés actionnaires).

ENGIE veille également à la diversité et à l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 14 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, canadienne, italienne et française).

S'agissant des qualifications et de l'expérience professionnelle des Administrateurs, l'objectif du Conseil est que sa composition soit en adéquation avec les activités d'ENGIE, ses enjeux et ses orientations stratégiques, contribuant ainsi à la qualité des décisions prises.

En 2024, le Conseil d'Administration a décidé, sur recommandation du CNRG, de faire évoluer la matrice de compétences des Administrateurs afin de refléter au mieux les expertises dans les domaines considérés comme importants pour le Groupe.

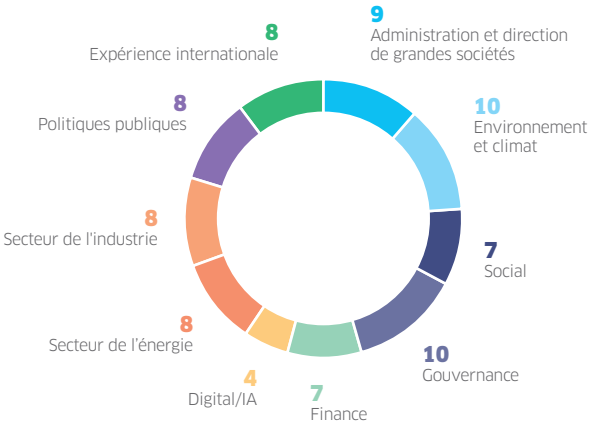
De plus, en matière d'Environnement, Social et Gouvernance (ESG), les compétences sont précisées pour chaque pilier, à savoir environnement/climat, social et gouvernance. Pour chaque Administrateur, ses compétences les plus pertinentes pour les besoins du Conseil d'Administration, fondées sur ses qualifications et expériences professionnelles, sont renseignées. Elles sont recensées sous les biographies de chacun d'entre eux et dans le tableau ci-après.

Enfin, s'agissant de l'âge, le Conseil comprend trois Administrateurs de plus de 70 ans. L'exigence légale applicable, en l'absence de disposition statutaire spécifique, est donc satisfaite, à savoir que le nombre d'Administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne doit pas être supérieur au tiers des Administrateurs en fonction **[ESRS 2 - GOV-1].**

COMPÉTENCES INDIVIDUELLES CLEFS DES ADMINISTRATEURS

Liste des compétences	Administration et direction des grandes sociétés	ESG			Finance	Digital/ IA	Secteur de l'énergie	Secteur de l'industrie	Politiques publiques	Expérience internationale
		Environnement et climat	Social	Gouvernance						
Jean-Pierre Clamadieu	•	•	•	•			•	•	•	•
Catherine MacGregor	•	•	•			•	•	•		•
Fabrice Brégier	•				•	•		•		
Marie-Claire Daveu	•	•	•	•		•	•		•	•
Michel Giannuzzi	•	•		•	•			•		•
Ross McInnes	•	•		•	•			•		•
Marie-José Nadeau	•	•		•			•	•		•
Céline Fornaro	•		•	•	•			•	•	•
Patrice Durand	•				•			•	•	•
Lucie Muniesa		•		•	•				•	
Christophe Agogué			•	•	•		•			
Yoan Kosnar		•	•	•		•	•		•	
Magali Viot		•	•				•		•	
Jacinthe Delage		•		•			•		•	
Proportion d'Administrateurs possédant les compétences	*64%*	*71%*	*50%*	*71%*	*50%*	*29%*	*57%*	*57%*	*57%*	*57%*

Sur 14 administrateurs au 31/12/2024



4.1.1.8 Processus de sélection d'un Administrateur

La procédure de sélection et de désignation des Administrateurs représentant les salariés, de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires et des Administrateurs nommés par ou sur proposition de l'État fait l'objet d'un cadre réglementaire et/ou statutaire précis qui est rappelé dans la Section 4.1.1.

En ce qui concerne la sélection d'Administrateurs indépendants, la Présidente du CNRG, avec l'appui du Président du Conseil d'Administration, supervise le processus de recherche et de sélection des nouveaux Administrateurs, le cas échéant avec l'assistance d'un ou plusieurs cabinets de recrutement.

Une première liste longue puis une *short-list* de candidats sont établies.

Des auditions de candidats interviennent en fin de processus en vue d'une recommandation au Conseil d'Administration. Lors de ces entretiens, le CNRG s'assure notamment de l'indépendance, de la disponibilité et de la motivation du candidat pressenti et de son adhésion aux valeurs du Groupe.

Le remplacement des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale dont le poste deviendrait vacant en cours de mandat pour cause de décès ou de démission est soumis aux dispositions légales et réglementaires en vigueur. Ces dispositions ne sont toutefois pas applicables en cas de vacance, pour quelque cause que ce soit, d'un siège d'Administrateur élu par les salariés et du siège de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

4.1.1.9 Formation des Administrateurs

Programme d'intégration et de formation des nouveaux membres du Conseil d'Administration

Chaque Administrateur peut bénéficier de toute formation nécessaire au bon exercice de sa fonction d'Administrateur – et le cas échéant, de membre de Comité – dispensée par l'entreprise ou approuvée par elle en application de l'article 4.1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration d'ENGIE et de l'article 14 du Code Afep-Medef.

Le CNRG a adopté lors de sa séance du 30 novembre 2022, un programme d'intégration et de formation dont bénéficient, en principe dans les six mois suivant leur prise de fonction, les nouveaux membres du Conseil, afin de leur permettre d'acquérir rapidement une bonne connaissance de l'organisation de l'entreprise et de ses activités. Ce programme prend la forme de rendez-vous avec les membres du Comité Exécutif, et de sessions d'information dispensées par des experts des différents métiers du Groupe. Le programme comprend aussi des formations sur des sujets transverses, dont l'ESG, et comprend des visites de sites choisis par l'entreprise, représentatifs de l'activité du Groupe.

Formation des Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Le Conseil d'Administration a adopté, lors de sa séance du 1er août 2024, un programme de formation des Administrateurs représentant les salariés et l'Administratrice représentant les salariés actionnaires. Ce programme a été établi en application de l'article L. 225-30-2 du Code de commerce, de l'article 14 du Code Afep-Medef et de l'article 4.1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration. Ce programme vise à acquérir ou perfectionner les connaissances et techniques nécessaires à l'exercice du mandat d'Administrateur. Il porte principalement sur le rôle et le fonctionnement du Conseil d'Administration, les droits et obligations des Administrateurs et leurs responsabilités ainsi que sur l'organisation et les activités du Groupe. Le Conseil d'Administration doit déterminer, après avis des Administrateurs concernés, le contenu du programme de formation pour la durée du mandat et le, ou les organismes chargés de dispenser la formation.

De manière générale, les formations dispensées aux Administrateurs salariés d'ENGIE, avec des intervenants internes ou externes, ont pour thématique : le rôle de l'Administrateur, la finance, la gouvernance, l'ESG, l'anglais. S'y ajoutent des formations pour l'ensemble des Administrateurs sur certains aspects stratégiques ou activités d'ENGIE.

Visites de sites

Des visites de sites de la Société sont proposées aux Administrateurs.

En 2024, les Administrateurs ont découvert la salle de contrôle d'ENGIE Brasil Energia. Lors de ce déplacement, certains d'entre eux ont visité le site d'Assu Sol, complexe photovoltaïque proche de Natal, quand d'autres ont découvert la salle de contrôle à distance du réseau TAG, le plus grand réseau de transport de gaz naturel au Brésil (voir Section 1.6.2.3). Les Administrateurs ont également eu l'opportunité de visiter, en région parisienne, le site de la Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU), fournisseur de la chaleur pour le chauffage et l'eau chaude d'habitations, de bureaux et d'établissements de la métropole parisienne.

Formation en matière d'ESG

En septembre 2024, les membres du Conseil ont bénéficié d'une formation spécifique sur la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD), qui est la directive européenne définissant les standards et obligations pour les publications extra-financières des entreprises. Elle couvre tout le spectre de l'ESG et donne lieu à l'état de durabilité (voir Section 3.1 "État de durabilité") qui remplace la précédente Déclaration de Performance Extra-Financière (voir Chapitre 3 du Document d'enregistrement universel 2023). L'état de durabilité fait l'objet d'un audit obligatoire en assurance limitée en 2024 (publication dans le présent Document d'enregistrement universel) **[ESRS 2 - GOV-1]**.

Réunions d'information

En 2024, les Administrateurs ont bénéficié de sessions d'information sur :

- le marché de l'énergie en Europe (gaz et électricité) ;
- l'entité CPCU (incluant la visite de site et la présentation des activités) ;
- la technologie et l'activité de dessalement d'eau de mer ;
- les scénarios d'ENGIE pour la transition énergétique.

En 2025, il est prévu que les Administrateurs bénéficient de réunions d'information consacrées à l'Intelligence Artificielle et aux questions de stockage de l'électricité (batteries).

4.1.1.10 Évolution dans la composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 26 février 2025, de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 24 avril 2025, au CNIT Forest – 2 place de la Défense, à Puteaux (92).

L'attention des actionnaires est attirée sur le fait qu'il est possible de voter à l'Assemblée Générale et d'adresser des questions écrites au Conseil soit par voie postale soit par voie électronique, dans les conditions prévues par la réglementation.

Les documents d'information préparatoires à cette Assemblée Générale seront disponibles sur le site internet du Groupe (www.engie.com/assemblee-generale-avril-2025).

Les actionnaires sont invités à consulter régulièrement cette page du site qui précisera les modalités de participation.

Le Conseil d'Administration du 26 février 2025, sur recommandation du CNRG, propose à l'Assemblée Générale du 24 avril 2025, de renouveler le mandat d'Administratrice de Catherine MacGregor, avec l'intention de la reconduire en tant que Directrice Générale.

Le mandat d'Administratrice représentant les salariés actionnaires de Jacinthe Delage arrivera à expiration à l'issue de cette Assemblée Générale. Les Conseils de Surveillance des FCPE Link France et Link International ont désigné Stefano Bassi et Gildas Gouvazé comme candidats aux fonctions d'Administrateur. Le candidat qui recueillera le plus grand nombre de voix sera nommé Administrateur représentant les salariés actionnaires pour une durée de quatre ans. Ce mandat expirera à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée à statuer en 2029 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

À l'issue de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025, et sous réserve du vote favorable de ces résolutions, le Conseil d'Administration serait composé de 14 membres.

4.1.2 Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration

4.1.2.1 Organisation et Présidence

Organisation du Conseil d'Administration

Le **fonctionnement** du Conseil est défini à l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation figurent à l'article 3 du Règlement Intérieur, qui précise les voies et les moyens d'un fonctionnement efficace du Conseil au service de la Société et de ses actionnaires, ainsi que les obligations des Administrateurs.

Le Conseil d'Administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et, conformément à son Règlement Intérieur, au moins six fois par an dont au moins une fois par trimestre. Les réunions du Conseil peuvent être tenues par tout moyen de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des Administrateurs et garantissant leur participation effective.

Depuis 2016, une **plateforme digitale** est mise à la disposition des Administrateurs afin qu'ils exercent leurs missions. Elle est accessible via une application sur tablette remise par la Société à tous les membres du Conseil d'Administration. Elle permet notamment la mise à disposition sécurisée des documents relatifs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités.

Assistent également aux **réunions du Conseil d'Administration**, le Commissaire du gouvernement et le représentant du Comité Social et Économique, qui disposent chacun d'une voix consultative, la Secrétaire Générale et la Secrétaire du Conseil d'Administration, le Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats, ainsi que les Commissaires aux comptes.

Une fois par an, le Conseil procède à sa propre **évaluation** sous la direction du CNRG ; au moins tous les trois ans, cette évaluation formalisée est réalisée avec l'aide d'un consultant externe (voir Section 4.1.2.5 "Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration"). En application de l'article 11.2 du Code Afep-Medef, l'évaluation vise à faire le point sur les modalités de fonctionnement du Conseil, vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues et apprécier la contribution effective de chaque Administrateur aux travaux du Conseil.

La **Secrétaire du Conseil d'Administration** assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux des séances.

Sur proposition du CNRG du 20 février 2024, le Conseil d'Administration du 21 février 2024 a renforcé dans le Règlement Intérieur l'obligation statutaire de détention par les Administrateurs d'actions de la Société : désormais chaque Administrateur doit détenir a minima 25% de sa rémunération annuelle en actions. L'Administrateur dispose d'un délai d'un an à compter de sa nomination pour acquérir ces actions. Cette obligation ne s'applique toutefois pas aux Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à l'Administrateur représentant l'État, ni aux Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (le nombre d'actions détenues personnellement par les Administrateurs figure à la Section 4.1.1.1 et dans les biographies de chacun d'entre eux).

L'Administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités d'ENGIE, ses enjeux et ses valeurs, y compris en rencontrant et en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du Conseil avec assiduité et diligence.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités est présenté en Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2024" ci-après.

L'annexe du Règlement Intérieur (https://www.engie.com/statuts-ENGIE), qui édicte les règles relatives aux opérations sur titres de la Société, au délit et manquement d'initié applicables aux mandataires sociaux et à tous les salariés, traduit la volonté de la Société d'assurer une gestion prudente de ses titres, à respecter et faire respecter la réglementation en vigueur en matière d'opérations sur titres réalisées par les mandataires sociaux et les salariés.

En complément de ces documents, le statut des Administrateurs salariés, entériné par le Conseil d'Administration lors de sa séance du 9 décembre 2009, précise, pour ces Administrateurs, les conditions d'exercice de leur mandat.

Rôles et pouvoirs du Président du Conseil d'Administration

Le Président du Conseil d'Administration :

- organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale ;
- préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations, fait observer les statuts et le Règlement Intérieur et peut à tout moment suspendre la séance ;
- veille à la qualité des échanges et à la collégialité des décisions du Conseil ;
- s'assure que le Conseil consacre un temps suffisant aux débats et accorde à chacun des points de l'ordre du jour un temps proportionné à l'enjeu qu'il représente pour la Société. Les Administrateurs veillent collectivement à un bon équilibre du temps de parole ;
- s'attache notamment à ce que les questions posées dans le respect de l'ordre du jour reçoivent une réponse appropriée ;
- veille au bon fonctionnement du Conseil et de ses comités auxquels il peut assister et soumettre des questions pour avis ;
- veille à l'application des principes de bonne gouvernance (notamment à ce que les Administrateurs disposent en temps utile et sous une forme claire et appropriée des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions) ;
- veille à la bonne organisation des Assemblées Générales qu'il préside ;
- répond aux questions des actionnaires et plus généralement veille aux bonnes relations avec ceux-ci. Il apporte, si nécessaire, son assistance pour répondre aux demandes d'actionnaires non représentés au Conseil et se rend disponible pour les rencontrer et prendre connaissance des commentaires et suggestions de ceux-ci (voir également Section 4.1.2.7 "Échange avec les actionnaires").

En concertation avec la Directrice Générale, le Président du Conseil est en outre chargé :

- d'organiser les travaux stratégiques du Conseil ;
- de suivre la préparation et la mise en œuvre de plans de succession pour les membres du Comité Exécutif ;
- d'exercer une fonction de représentation du Groupe à haut niveau auprès des instances et institutions nationales et internationales dans l'intérêt du Groupe.

Par ailleurs, le Président :

- consacre ses meilleurs efforts à promouvoir en toutes circonstances les valeurs et l'image du Groupe ;
- informe en tant que de besoin les membres du Conseil entre deux séances ;

- est seul habilité à s'exprimer et agir au nom du Conseil ;
- porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflit d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, la Directrice Générale ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels.

Le Conseil peut confier au Président des missions d'information ou de consultation sur des sujets déterminés relevant de la compétence du Conseil.

Le Président se coordonne avec la Directrice Générale, qui assure la direction et la gestion opérationnelle du Groupe.

Outre l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, le Président peut être consulté par la Directrice Générale sur tout sujet relevant de la conduite de l'entreprise.

Le Président est tenu régulièrement informé par la Directrice Générale des événements significatifs de la vie du Groupe, notamment en ce qui concerne la stratégie, l'organisation, les investissements et désinvestissements. Sur invitation de la Directrice Générale, le Président peut participer aux réunions internes avec les dirigeants et équipes de la Société, afin d'apporter son éclairage sur les enjeux stratégiques.

En cas d'empêchement, le Président est remplacé, conformément à l'article 3.1.1 du Règlement Intérieur, par un Vice-Président ou, à défaut, par le Directeur Général, s'il est lui-même Administrateur ou, à défaut, par un autre Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

4.1.2.2 Missions du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration détermine collégialement les orientations stratégiques de la Société et veille à leur mise en œuvre.

Sous réserve des lois et règlements applicables et des statuts de la Société, il détermine le cadre de supervision de la Direction Générale. Il exerce notamment les pouvoirs suivants **[ESRS 2 – GOV-1]** :

Gouvernance	• choisit le mode d'exercice de la Direction Générale.
Nominations et Rémunérations	• nomme les dirigeants mandataires sociaux et fixe leur rémunération ; • examine, au moins une fois par an, la politique d'égalité professionnelle et salariale.
Stratégie	• veille à ce que les actionnaires et les investisseurs reçoivent une information pertinente, équilibrée et pédagogique sur la stratégie, le modèle de développement, la prise en compte des enjeux extra-financiers significatifs pour la Société ainsi que sur ses perspectives à long terme ; • examine, au moins une fois par an, la stratégie industrielle et la stratégie financière du Groupe.
Finance	• se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent ; • procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns ; • examine, au moins une fois par an, le budget.
ESG	• s'attache à promouvoir la création de valeur par l'entreprise à long terme en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de ses activités ainsi que de sa raison d'être ; • examine, au moins une fois par an, l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe.

Partage des pouvoirs entre le Conseil d'Administration et la Directrice Générale

La Directrice Générale est investie des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société et représente la Société dans ses rapports avec les tiers. Toutefois, certaines opérations importantes sont soumises à l'autorisation préalable du Conseil d'Administration, telles que les opérations suivantes :

- prise ou cession de toutes participations directes ou indirectes de la Société, dans toutes sociétés créées ou à créer, participation à la création de toutes sociétés, *joint-ventures*, groupements et organismes, souscription à toutes émissions d'actions, de parts sociales ou d'obligations, lorsque l'exposition financière de la Société ou du Groupe excède 250 millions d'euros pour l'opération considérée ;
- opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 250 millions d'euros ;
- contrats de fourniture, travaux ou services (à l'exception des contrats afférents aux opérations d'achat à long terme d'énergie), y compris le cas échéant leurs avenants successifs, portant sur un montant excédant 400 millions d'euros ;
- en cas de litige, traités et transactions, compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;
- projets d'achats à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à :
  - pour le gaz, 30 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement,
  - pour l'électricité, 20 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;
- opérations significatives se situant hors de la stratégie annoncée de la Société ;
- opérations d'acquisition ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros ;
- opérations suivantes dont le montant excède 1,5 milliard d'euros :
  - consentir ou contracter tous prêts, emprunts, crédits et avances par la Société, ou autoriser à cet effet les filiales ou tout véhicule de financement du Groupe,
  - acquérir ou céder, par tout mode, toutes créances,
  - conclure les contrats significatifs avec l'État relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société ou ses filiales, dans les limites fixées par la loi.

Le Conseil autorise par ailleurs chaque année la Directrice Générale à délivrer des cautions, avals et garanties et à émettre des emprunts obligataires pour des montants dont le Conseil détermine la somme totale.

4.1.2.3 Travaux du Conseil d'Administration

9 réunions | **14** membres | **50%** de femmes | **60%** d'Administrateurs indépendants | **97%** de participation

Au cours de l'exercice 2024, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à 9 reprises avec un taux moyen de participation de 97%. Le taux d'assiduité individuel moyen aux réunions du Conseil d'Administration et des comités pour l'année 2024 est mentionné, pour chaque Administrateur, à la Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2024".

L'ordre du jour des séances du Conseil d'Administration est établi par le Président en concertation avec la Directrice Générale. Il a pour objectif de traiter prioritairement les sujets qui, au regard des principes de gouvernance du Groupe et en application des textes en vigueur comme du Règlement Intérieur, impliquent une décision.

Chaque séance débute par un point dédié à la santé-sécurité. La Directrice Générale fait également un point sur la situation du Groupe.

SÉMINAIRE STRATÉGIQUE

Le Conseil a tenu son séminaire stratégique annuel en juin 2024. Durant ce séminaire, les membres du Conseil ont discuté des évolutions stratégiques pour le Groupe et échangé plus particulièrement sur les stratégies thermiques décarbonées, sur l'éolien offshore et sur les réseaux électriques. Une présentation de l'utilisation du digital au sein des métiers et des fonctions supports d'ENGIE a aussi été faite aux Administrateurs. Ils ont également échangé sur la stratégie Climat.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EN 2024 [ESRS 2 – GOV-1]

Orientations stratégiques du Groupe et suivi de ses activités	• mise en œuvre opérationnelle des orientations stratégiques ; • vision 2030 d'ENGIE pour une croissance de long terme et durable ; • préparation et suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil (voir encadré).
Investissements et ventes d'actifs	• revue d'une série de projets d'investissement et de désinvestissement nécessitant une décision du Conseil.
Finance, audit et risques	• arrêté des comptes sociaux et consolidés, de la proposition d'affectation du résultat et du projet de communiqué de presse ; • politique de dividende et *guidance* ; • arrêté des documents de gestion prévisionnelle ; • arrêté du budget et du plan d'affaires à moyen terme ; • renouvellement des autorisations annuelles consenties à la Directrice Générale d'émettre des emprunts obligataires et de délivrer des cautions, avals et garanties ; • refinancement de la ligne de crédit syndiqué qui arrive à échéance en 2025 ; • revue des risques 2024, notamment le risque prioritaire cybersécurité.
Gouvernance, nominations et rémunérations	• préparation de l'Assemblée Générale Mixte et réponses aux questions écrites des actionnaires ; • politique de diversité, compétences et indépendance des Administrateurs en exercice ; • nominations au Conseil d'Administration et au sein des comités du Conseil ; • évaluation du fonctionnement du Conseil et contributions individuelles des Administrateurs ; • politique d'actionnariat salarié ; • rémunération des mandataires sociaux ; • plans d'Actions de Performance ; • politique de rémunération et plan de succession des cadres dirigeants.
ESG	• suivi régulier des critères Environnementaux, Sociaux et Gouvernance et notamment des émissions de CO_2, et de la stratégie climatique ; • risque prioritaire "changement climatique" ; • politique d'égalité professionnelle et salariale ; • bilan annuel santé-sécurité ; • déclaration relative à l'esclavage moderne prévue par la réglementation britannique.

SESSIONS EXÉCUTIVES

Des réunions d'Administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives, se tiennent régulièrement à l'issue du Conseil. Ces sessions exécutives traitent de sujets variés. Le Comité d'Audit et le CNRG sont systématiquement précédés ou suivis d'une réunion des membres, hors la présence du management. Les membres du CEEDD se réunissent une fois par an, hors la présence du management.

4.1.2.4 Les comités

Quatre comités permanents assistent le Conseil d'Administration :

- le Comité d'Audit ;
- le Comité des Investissements et des Technologies (CIT) ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) ; et
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD).

La présidence de chaque Comité est assurée par un Administrateur indépendant.

Les comités ont pour mission d'étudier les sujets et projets relatifs au Groupe que le Conseil ou le Président soumet pour avis à leur examen, de préparer les travaux et décisions du Conseil relativement à ces sujets et projets. Les comités rapportent leurs conclusions au Conseil sous forme de comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations.

Les comités accomplissent leur mission sous la responsabilité du Conseil d'Administration. Un comité ne peut traiter de sa propre initiative des questions qui déborderaient du cadre propre de sa mission. Les comités n'ont pas de pouvoir de décision.

Le Conseil, sur proposition de son Président et après avis du CNRG, désigne les membres composant les comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience, de la diversité des profils et de la disponibilité des Administrateurs (voir Section 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice" et le tableau "Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités au cours de l'exercice 2024" sous la Section 4.1.1).

Pour l'accomplissement de leurs travaux, après en avoir informé le Président du Conseil et à charge d'en rendre compte au Conseil, les comités peuvent entendre les membres des Directions de la Société et du Groupe et/ou solliciter des études techniques sur des sujets relevant de leur compétence, aux frais de la Société. En cas de recours par les comités aux services de conseils externes, les comités doivent veiller à l'objectivité du conseil concerné.

Selon les comités, la pratique de sessions exécutives, c'est-à-dire qu'une partie de la réunion du Comité se tient hors la présence du management, est systématique ou occasionnelle (voir encadré ci-dessus).

Le secrétariat des comités du Conseil est assuré par le Secrétariat Général.

Les Administrateurs sont informés des informations extra-financières et des enjeux ESG lors du Comité d'Audit et du CEEDD dont les activités sont décrites ci-après **[ESRS 2 - GOV-1 et GOV-2]**.

Au 31 décembre 2024

COMITÉ D'AUDIT
Président : Ross McInnes
2 femmes — **3** hommes — **6** réunions (+1 commune avec le CIT)
97% Assiduité — **75%** Indépendance (1)

COMITÉ DES NOMINATIONS, DES RÉMUNÉRATIONS ET DE LA GOUVERNANCE
Présidente : Marie-José Nadeau
3 femmes — **2** hommes — **7** réunions
98% Assiduité — **75%** Indépendance (1)

CONSEIL D'ADMINISTRATION
Président : Jean-Pierre Clamadieu
7 femmes — **7** hommes — **9** réunions
97% Assiduité — **60%** Indépendance (1)

COMITÉ POUR L'ÉTHIQUE, L'ENVIRONNEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT DURABLE
Présidente : Marie-Claire Daveu
3 femmes — **1** homme — **4** réunions
85% Assiduité — **66%** Indépendance (1)

COMITÉ DES INVESTISSEMENTS ET DES TECHNOLOGIES
Président : Jean-Pierre Clamadieu
2 femmes — **4** hommes — **7** réunions (+1 commune avec le Comité d'Audit)
95% Assiduité — **60%** Indépendance (1)

(1) Conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte pour déterminer la proportion d'indépendants au sein du Conseil et des comités.

Le Comité d'Audit

6 réunions *+ 1 commune avec le CIT*

5 membres *(3 hommes et 2 femmes)*

75% d'Administrateurs indépendants

97% de participation

Le Comité d'Audit est composé de cinq membres : Ross McInnes [(1)] (Président), Christophe Agogué, Céline Fornaro, Michel Giannuzzi [(1)] (depuis le 14 mai 2024), Marie-José Nadeau [(1)].

Le Comité d'Audit s'est réuni à sept reprises au cours de l'année 2024 (dont une réunion commune avec le CIT) avec un taux moyen de participation de 97%.

Le Directeur Général Adjoint en charge des Finances, ESG et des Achats et la Vice-Présidente de l'Audit Groupe ont participé à chaque séance du Comité d'Audit. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances. En application de l'article 5.1.1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration, la Présidente du CEEDD est invitée à chaque réunion du Comité d'Audit qui traite du *reporting* sur l'information extra-financière.

Chaque réunion du Comité a été suivie d'une session exécutive.

Le Comité rend compte régulièrement au Conseil d'Administration de l'exercice de ses missions. Il rend également compte des résultats de la mission de certification des comptes, de la manière dont cette mission a contribué à l'intégrité de l'information financière et du rôle qu'il a joué dans ce processus. Le Comité assure aussi le suivi du processus d'élaboration de l'information extra-financière. Il informe sans délai le Conseil d'Administration de toute difficulté rencontrée.

Le délai entre l'examen des comptes par le Comité d'Audit et l'arrêté des comptes par le Conseil d'Administration est de 48 heures minimum.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2024

Objets	Missions	Activités
Comptes	• le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et, le cas échéant, la formulation de recommandations pour en garantir l'intégrité ; • l'examen préalable et l'avis sur les projets de comptes annuels et semestriels ; • l'audition, lorsqu'il l'estime nécessaire, des Commissaires aux comptes, de la Direction Générale, de la Direction Financière, de l'Audit interne ou de tout autre membre du management ; • l'examen, avant leur publication, des communiqués financiers importants.	• l'examen des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2023 et au 30 juin 2024 (incluant l'examen des engagements "hors bilan" significatifs), les informations financières des 1er et 3e trimestres 2024 et les communiqués de presse correspondants en présence du Vice-Président du Contrôle Financier Groupe et du Directeur des Comptabilités Groupe ; • les hypothèses et prévisions de clôture semestrielle et annuelle ainsi que les documents de gestion prévisionnelle ; • la trajectoire financière et la *guidance* 2024 ; • les frais de fonctionnement de la Présidence et du Conseil d'Administration ; • le projet de Document d'enregistrement universel 2023 (hors les parties du ressort d'autres comités) et les projets de résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale ; • la politique de dividende ; • la détermination du montant de l'enveloppe des garanties ; • les projets de réformes fiscales ; • les conventions réglementées et courantes ; • les relations avec les investisseurs dont les retours des *roadshows* gouvernance.
Information extra-financière	• le suivi du processus de l'information extra financière ; • l'examen de la pertinence des principes et règles utilisés dans l'établissement de l'information extra financière ; • l'avis sur le projet de *reporting* ; • l'audition, lorsqu'il l'estime nécessaire, des Commissaires aux comptes ou tout membre du management sur le sujet du *reporting* extra financière.	• la nomination des Commissaires aux comptes pour l'audit du rapport de durabilité ; • la revue du programme de certification des informations en matière de durabilité des Commissaires aux comptes ; • le suivi de l'avancement de la mise en œuvre de la directive CSRD et de l'établissement de l'état de durabilité.

(1) Administrateur indépendant.

Objets	Missions	Activités
Gestion des risques	• le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de gestion de risques du Groupe, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ; • la prise de connaissance, régulière, de la situation financière, de la situation de trésorerie, des engagements et risques significatifs du Groupe.	• la revue annuelle des risques (en présence de la Directrice Groupe Financements, Risques et Assurance) ; • la revue des risques de marché ; • la revue des risques prioritaires : cybersécurité, sûreté.
Contrôle interne	• le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de contrôle interne ; • l'examen, avec les responsables de l'audit interne, des plans d'interventions et d'actions dans le domaine de l'audit interne, les conclusions de ces interventions et actions et les recommandations et suites qui leur sont données.	• la revue annuelle du contrôle interne Groupe 2023 et les objectifs 2024 ; • la revue des rapports d'activité trimestriels de l'audit interne ainsi que le suivi des recommandations d'audit et les plans annuels d'audit interne 2024 et 2025 (en présence de la Vice-Présidente de l'Audit Groupe).
Contrôle externe et Commissaires aux comptes	• la sélection, la désignation ou le renouvellement des Commissaires aux comptes ; • le suivi de la réalisation par les Commissaires aux comptes de leurs missions ; • le suivi du respect des conditions d'indépendance des Commissaires aux comptes ; • le suivi de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes et l'application des règles de plafonnement des honoraires liés ; • l'examen annuel des honoraires d'audit des Commissaires aux comptes et de leurs plans d'intervention.	• l'approbation préalable des travaux confiés aux Commissaires aux comptes en dehors de leur mission d'audit et le suivi de ces missions ; • le bilan des honoraires 2023 des Commissaires aux comptes ; • la revue du rapport d'audit des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels et consolidés au 31 décembre 2023 ; • la revue du programme de travail 2024 à la suite de l'audition des Commissaires aux comptes ; • la préparation de la fin de mandats des Commissaires aux comptes.

Le Comité des Investissements et des Technologies

7 réunions *+ 1 commune avec le Comité d'Audit*

6 membres *(4 hommes et 2 femmes)*

60% d'Administrateurs indépendants

95% de participation

Le Comité des Investissements et des Technologies est composé de six membres : Jean-Pierre Clamadieu [1] (Président), Patrice Durand, Céline Fornaro, Yoan Kosnar, Ross McInnes [1] et Marie-José Nadeau [1].

La Directrice Générale assiste aux réunions du CIT.

Le CIT s'est réuni à huit reprises au cours de l'année 2024 (dont une réunion commune avec le Comité d'Audit), avec un taux moyen de participation de 95%.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2024

Objets	Missions	Activités
Examen de la stratégie	• l'expression d'avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le plan stratégique ; • l'examen de tous les projets de croissance externe et interne, de cessions, d'accords stratégiques, d'alliances ou de partenariats soumis au Conseil ; • l'examen des choix stratégiques en matière d'évolutions technologiques ainsi que les questions de création et de modernisation d'équipements industriels et de contrats de fourniture, travaux ou services sur base annuelle ou pluriannuelle, de politique d'achat et de projets immobiliers significatifs.	• une série de projets d'investissements et de cessions ; • des points d'étape sur les projets en cours ; • le plan d'affaires à moyen terme sur la partie stratégie ; • la préparation et les suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil ; • le suivi des tendances et faits marquants sectoriels.
Réunion commune du Comité d'Audit et du CIT		• le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT)

(1) Administrateur indépendant.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

7 réunions

5 membres *(2 hommes et 3 femmes)*

75% d'Administrateurs indépendants

98% de participation

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) est composé de cinq membres : Marie-José Nadeau [(1)] (Présidente), Fabrice Brégier [(1)], Jacinthe Delage, Céline Fornaro et Michel Giannuzzi [(1)] (depuis le 31 juillet 2024).

Le Président du Conseil d'Administration et la Directrice Générale assistent aux réunions du CNRG, sauf pour les questions qui les concernent.

Chaque réunion du Comité donne lieu à une session exécutive.

Le CNRG s'est réuni à sept reprises au cours de l'année 2024, avec un taux moyen de participation de 98%.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2024

Objets	Missions	Activités
Nominations et Gouvernance	• l'examen de toute candidature à un poste d'Administrateur devant être soumise à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des comités et à la présidence de ces comités ; • l'assurance de la mise en œuvre d'une politique de non-discrimination et de diversité, de la part des dirigeants mandataires sociaux, au sein des instances dirigeantes ; • la direction, en lien avec le Président, des travaux réalisés en vue de l'évaluation annuelle du Conseil ; • l'appréciation, en liaison avec le Président, du bon fonctionnement des organes de gouvernance ; • la succession du Président et du Directeur Général de la Société ; • l'examen du plan de succession des dirigeants de la Société et l'information sur les projets de la Direction Générale relatifs à la nomination des membres du Comité Exécutif ; • l'examen de toute candidature du Président et du Directeur Général à un mandat social dans une société cotée extérieure au Groupe.	• le suivi de la politique de diversité au sein du Conseil, la composition du Conseil et de ses comités, l'indépendance et les compétences des Administrateurs ; • l'évaluation du fonctionnement du Conseil ; • les plans de succession des cadres dirigeants ; • les résultats de l'enquête annuelle d'engagement des collaborateurs *ENGIE&Me* ; • l'évolution des politiques de vote des proxys et des investisseurs et le résultat des *roadshows* gouvernance menés par le Président du Conseil d'Administration ; • le plan d'actionnariat salarié Link 2024 ; • le renouvellement du mandat de la Directrice Générale ; • les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale 2024 ; • la Section "Gouvernance" du rapport sur le Gouvernement d'entreprise (Chapitre 4 du projet de Document d'enregistrement universel 2023) ; • l'examen des mandats pris par le Président du Conseil et la Directrice Générale en cours.
Rémunérations	• les recommandations sur la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers attribués au Président et au Directeur Général ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société ; • les recommandations sur l'enveloppe et la répartition de la rémunération des Administrateurs ; • l'information de la politique de rémunération des membres du Comité Exécutif ; • les recommandations sur les actions de performance attribuées aux membres du Comité Exécutif.	• la rémunération des mandataires sociaux ; • le taux de réussite des plans d'Actions de Performance ; • l'attribution d'Actions de Performance à la Directrice Générale au titre de 2024 ; • le plan d'Actions de Performance 2024 et le nouveau plan d'Actions de Performance au titre de 2025 ; • l'information sur la rémunération des membres du Comex et la politique de rémunération des cadres dirigeants ; • les ratios d'équité ; • les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale 2024 ; • la Section "Rémunération" du rapport sur le Gouvernement d'entreprise (Chapitre 4 du projet de Document d'enregistrement universel 2023).

(1) Administrateur indépendant.

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable [ESRS 2 – GOV-2]

4 réunions

4 membres *(1 homme et 3 femmes)*

66% d'Administrateurs indépendants

85% de participation

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) est composé de quatre membres : Marie-Claire Daveu [(1)] (Présidente), Ross McInnes [(1)], Lucie Muniesa et Magali Viot.

La Directrice Générale assiste aux réunions du CEEDD.

Une fois par an, les membres du Comité se réunissent hors la présence du management.

Le Comité s'est réuni à quatre reprises au cours de l'année 2024, avec un taux moyen de participation de 85%.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2024

Objets	Missions	Activités
Éthique et conformité	• le suivi du bon niveau d'engagement du Groupe en matière d'éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale ; • l'examen des politiques, référentiels et chartes du Groupe dans ces domaines ; • la revue des risques identifiés en la matière et l'examen des éventuels manquements et des suites apportées.	• le rapport d'activité 2023 de la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* ; • l'examen des sujets éthique et *compliance* significatifs ; • le plan de communication *One ENGIE, One Ethics* ; • la déclaration relative à l'esclavage moderne (réglementation britannique) ; • la mise en place de la politique de *due diligence* Clients et la mise à jour de la politique de Vigilance Droits Humains.
ESG	• la fixation des objectifs extra-financiers et la veille relative à la prise en compte des différents enjeux extra-financiers (environnement, social et gouvernance) dans la stratégie du Groupe ; • l'examen des risques et opportunités liés au changement climatique et l'avis sur la trajectoire CO_2 (PAMT CO_2) ; • la validation de la politique de *reporting* de l'information extra-financière dans le cadre notamment de la Directive CSRD ; • l'examen et l'avis sur le compte-rendu de la mise en œuvre effective du plan de vigilance.	• la performance ESG du Groupe et le rapport des Commissaires aux comptes sur celle-ci ; • le bilan 2023 des objectifs ESG à horizon 2030 et les prévisions 2024-2026 ; • le PAMT CO_2 ; • la mise en œuvre de la directive CSRD : analyse de la double matérialité, examen des enjeux matériels ainsi que des impacts, risques et opportunités (IRO) associés, revue du projet de l'état de durabilité 2024 ; • la mise en place de la politique Anti-pollution ; • le *reporting* taxonomie ; • le projet de rapport intégré 2024 ; • la déclaration de performance extra-financière (Chapitre 3 du projet de Document d'enregistrement universel 2023).
Responsabilité sociale d'employeur	• l'examen des politiques en matière de ressources humaines et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants ; • l'examen des indicateurs santé-sécurité et les plans d'actions, et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants.	• le bilan annuel santé-sécurité 2023 ; • l'avancement du plan santé-sécurité ENGIE *One Safety* ; • la revue de chaque accident mortel ; • le risque prioritaire "Risque Ressources Humaines et Transformation" ; • les résultats de l'enquête annuelle d'engagement des collaborateurs *ENGIE&Me* ; • le bilan 2023 sur les objectifs de féminisation des instances dirigeantes ; • le bilan sur l'égalité professionnelle et salariale.

(1) Administrateur indépendant.

4.1.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses comités en 2024, ainsi que la contribution individuelle des Administrateurs, ont été menées sous la direction du CNRG avec l'assistance d'un consultant externe indépendant.

Il ressort de cette évaluation que les Administrateurs ont une perception globalement positive du fonctionnement et des travaux du Conseil et de ses comités. Les indicateurs quantitatifs montrent une perception largement positive, notamment en ce qui concerne la qualité des supports, la conduite des débats, le contenu des sessions d'information et le séminaire stratégique.

Le Conseil d'Administration a décidé de travailler sur les axes de progrès suivants pour 2025 :

- l'introduction aux agendas de sujets pour réflexion notamment en matière d'intelligence artificielle et de stockage d'énergie ;
- l'anticipation des questions de successions ;
- la mise en place d'interventions extérieures pour des sujets spécifiques, notamment en matière géopolitique ;
- poursuivre les opportunités d'échanges avec le Comex et les responsables clefs du Groupe.

4.1.2.6 Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2024

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	CIT	CNRG	CEEDD
Jean-Pierre Clamadieu	100%		100%		
Catherine MacGregor	100%				
Fabrice Brégier	100%			100%	
Marie-Claire Daveu	100%				100%
Michel Giannuzzi (1)	88%	100%		100%	
Ross McInnes	100%	100%	100%		100%
Marie-José Nadeau	89%	83%	83%	86%	
Lord Peter Ricketts of Shortlands (2)	100%			100%	
Céline Fornaro	83%	100%	83%	100%	
Patrice Durand	100%		100%		
Lucie Muniesa	89%				75%
Christophe Agogué	100%	100%			
Yoan Kosnar	100%		100%		
Magali Viot	100%				75%
Jacinthe Delage	100%			100%	
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	**97%**	**97%**	**95%**	**98%**	**85%**

(1) Depuis le 30 avril 2024.
(2) Jusqu'au 30 avril 2024.

4.1.2.7 Échanges avec les actionnaires

Le Président du Conseil échange régulièrement avec les actionnaires individuels lors de divers événements et rencontres, qu'ils soient physiques ou virtuels :

- dans le cadre de l'Assemblée Générale 2024 :
  - en amont, le Président a invité à une session d'échanges le Comité Consultatif des Actionnaires d'ENGIE, les représentants des actionnaires salariés ainsi que les principales associations et fédérations d'actionnaires individuels ;
  - lors de l'Assemblée Générale, le Président a ouvert deux séances de questions/réponses avec les actionnaires présents en salle et les internautes suivant l'évènement à distance. Depuis deux ans, un temps spécifique de questions est en effet consacré aux sujets de stratégie climatique ;
- au cours de l'année 2024, le Président a dialogué avec les actionnaires notamment lors des vœux qui leur étaient dédiés au siège d'ENGIE (et en ligne). Il est également allé à la rencontre des actionnaires belges à Bruxelles.

Le Président soutient également les initiatives d'ENGIE en faveur du dialogue actionnarial : les réunions d'actionnaires qui ont eu lieu à Lille, La Grande-Motte, Paris (dont la présence au salon Investir Day), les visites de sites, les rencontres avec les experts et les projets en faveur de la pédagogie financière.

Par ailleurs, chaque année, le Président échange avec les principaux investisseurs institutionnels et agences de conseils en vote, notamment dans le cadre de rencontres (*roadshows* gouvernance) menées en février et en mars.

4.1.3 Direction Générale

La Direction Générale de la Société est assumée depuis le 1er janvier 2021 par Catherine MacGregor. Son mandat de Directrice Générale viendra à échéance en même temps que son mandat d'Administrateur, soit à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera en 2025 sur les comptes clos au 31 décembre 2024. Le 24 septembre 2024, le Conseil d'administration a indiqué sa volonté de renouveler Catherine MacGregor dans ses fonctions de Directrice Générale, et a décidé de proposer à l'Assemblée générale du 24 avril 2025 la reconduction de son mandat d'Administratrice.

La Directrice Générale, investie des pouvoirs les plus étendus pour agir, en toutes circonstances, au nom de la Société, exerce ses fonctions dans la limite de l'objet social et sous réserve des pouvoirs que la loi attribue expressément aux Assemblées Générales d'actionnaires et au Conseil d'Administration. Les limitations apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Directrice Générale sont précisées dans le Règlement Intérieur (voir Section 4.1.2.2 "Mission du Conseil d'Administration").

La mise en œuvre de la stratégie d'ENGIE et le suivi opérationnel sont assurés par deux instances exécutives, le Comité Exécutif et le Comité de Direction Opérationnel.

En charge du pilotage du Groupe, le Comité Exécutif (Comex) réunit les Directeurs Généraux Adjoints sous la direction de la Directrice Générale. Il établit les décisions stratégiques selon les orientations définies par le Conseil d'Administration ; il élabore les perspectives d'ENGIE à long terme et s'assure de la réalisation des objectifs à court terme. Il prend les décisions importantes notamment d'investissement dans les limites des pouvoirs conférés à la Direction Générale, revoit la performance et suit le rythme de la transformation du Groupe.

Au 31 décembre 2024, le Comex était composé des 10 membres suivants :

- **Catherine MacGregor,** Directrice Générale ;
- **Paulo Almirante**, Directeur Général Adjoint en charge des activités Renouvelables, Gestion de l'Energie ;
- **Sébastien Arbola,** Directeur Général Adjoint en charge des activités *FlexGen & Retail*, également responsable des activités Hydrogène ;
- **Jean-Sébastien Blanc**, Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines et d'ENGIE HQ ;
- **Biljana Kaitovic**, Directrice Générale Adjointe en charge du Digital et des Technologies de l'Information ;
- **Frank Lacroix**, Directeur Général Adjoint en charge des activités *Energy Solutions* ;
- **Cécile Prévieu**, Directrice Générale Adjointe en charge des activités Infrastructures ;
- **Pierre-François Riolacci,** Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats ;
- **Thierry Saegeman**, Directeur Général Adjoint en charge de la Transformation et des Géographies, du nucléaire et de Tractebel ;
- **Claire Waysand**, Directrice Générale Adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication.

Les GBU ont été redéfinies à compter du 1er février 2025 (voir Section 1.1.3 "Organisation du Groupe"). À la date de publication du présent Document d'enregistrement universel, le Comex a évolué de la manière suivante :

- **Catherine MacGregor,** Directrice Générale ;
- **Paulo Almirante**, Directeur Général Adjoint en charge de la GBU *Renewable & Flex Power* ;
- **Sébastien Arbola,** Directeur Général Adjoint en charge des projets spéciaux ;
- **Jean-Sébastien Blanc**, Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines et d'ENGIE HQ ;
- **Biljana Kaitovic**, Directrice Générale Adjointe en charge de la data, du digital et de l'IT ;
- **Frank Lacroix**, Directeur Général Adjoint en charge de la GBU *Local Energy Infrastructures* ;
- **Edouard Neviaski**, Directeur Général Adjoint en charge de la GBU *Supply & Energy Management* ;
- **Cécile Prévieu**, Directrice Générale Adjointe en charge de la GBU *Networks* ;
- **Pierre-François Riolacci,** Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats ;
- **Thierry Saegeman**, Directeur Général Adjoint en charge de la Transformation et des Géographies, du nucléaire et de Tractebel ;
- **Claire Waysand**, Directrice Générale Adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & l'Innovation et de la Communication.

Le Comité de Direction Opérationnel, dénommé OPCOM, chargé des activités opérationnelles, réunit les Directeurs Généraux Adjoints, les Directeurs Généraux des entités, les Directeurs des *Global Business Units*, des régions et des principaux pays et les responsables des principales directions fonctionnelles.

Il est présidé par la Directrice Générale. L'OPCOM met en œuvre les décisions stratégiques d'ENGIE ; il a également la charge de porter la transformation du Groupe au plus près des géographies **[ESRS 2 - GOV-1].**

Politique de mixité femmes/hommes au sein des instances dirigeantes

Conformément à l'article L. 22-10-10-2° du Code de commerce, le rapport sur le gouvernement d'entreprise comprend "des informations sur la manière dont la société recherche une représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du comité mis en place, le cas échéant, par la direction générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales et sur les résultats en matière de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité. Si la société n'applique pas une telle politique, le rapport comprend une explication des raisons le justifiant".

Le *"comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales"* correspond au Comex.

S'agissant des 10% de postes à plus forte responsabilité, le périmètre évoqué par le Code de commerce est celui de la Société, soit ENGIE. Au regard de l'organisation du Groupe, de sa structure intégrée et de son positionnement dans une trentaine de pays pour un total d'environ 98 000 collaborateurs, il semble plus pertinent de considérer le Groupe dans son ensemble au regard de l'esprit de la loi. ENGIE considère que le périmètre pertinent à retenir pour les 10% de postes à plus forte responsabilité est celui de l'OPCOM.

Le Comex comptait, au 31 décembre 2024, 10 membres, dont quatre femmes (40%) et cinq nationalités. Sur proposition de la Direction Générale, le Conseil d'Administration a fixé pour objectif que le Comex comprenne au moins 40% de femmes et au moins 40% d'hommes à horizon 2025.

Au 1er janvier 2025, l'OPCOM est composé de 58 membres, dont 22 femmes (38%, soit une progression de plus de cinq points en un an). Il réunit 15 nationalités.

Depuis plusieurs années, la politique du Groupe en matière de nomination consiste à renforcer la mixité. Le Groupe veille à développer des viviers de talents mixtes, composés de cadres dirigeants et de hauts potentiels, participant ainsi à la féminisation des deux instances susmentionnées à savoir le Comex et l'OPCOM. Ainsi pour les postes clés du Groupe, la décision finale de nomination est prise à partir d'une liste de candidats comprenant des hommes et des femmes. La plupart des nominations proviennent de ce vivier composé d'environ 690 personnes, dont 44,6% de femmes (une progression de quatre points en un an).

Ces actions ont pour objectif de permettre de faire évoluer les parcours de carrière et des talents aux profils divers pour disposer à terme d'organes de gouvernance incarnant pleinement la politique de diversité du Groupe.

4.2 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX ET DES MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF

La rémunération des mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG. Elle fait l'objet d'une présentation et de votes contraignants lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires conformément aux articles L. 22-10-8, L. 22-10-9 et L. 22-10-34 du Code de commerce.

4.2.1 Rémunérations des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2024 *(say on pay ex-post)*

Conformément à l'article 10.6 du Code Afep-Medef, le Président du Conseil d'Administration, ayant la qualité d'Administrateur indépendant, ne perçoit pas de rémunération variable liée à la performance de la Société.

La rémunération des autres dirigeants mandataires sociaux comprend en règle générale :

- une part fixe : ce montant fixe demeure inchangé pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats ; et
- une part incitative à long terme soumise à des conditions de performance.

Des critères de performance exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et maintiennent un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long terme, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

4.2.1.1 Rémunération du Président du Conseil d'Administration

La structure de la rémunération 2024 du Président du Conseil d'Administration est conforme à la politique de rémunération exposée à la Section 4.2.3.1 du Document d'enregistrement universel 2023 et préalablement approuvée par l'Assemblée Générale des actionnaires du 30 avril 2024.

Au titre de son mandat de Président du Conseil, Jean-Pierre Clamadieu a perçu une rémunération forfaitaire fixe annuelle. Il ne perçoit pas de rémunération variable, ni de rémunération en raison de sa participation aux travaux du Conseil et de ses comités. Il a bénéficié d'une couverture prévoyance et d'une couverture des frais de santé et a, par ailleurs, bénéficié à titre d'avantage en nature d'un véhicule de fonction.

Rémunération annuelle fixe au titre de 2024

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, a perçu une rémunération de 450 000 euros.

Rémunération variable 2024

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions, conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de rémunération variable annuelle.

Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, ne s'est vu attribuer aucune Action de Performance (AP) au titre de 2024, conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de dispositif d'intéressement à long terme.

Régime de retraite

Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions de Président du Conseil d'Administration.

Prévoyance et frais de santé

Jean-Pierre Clamadieu bénéficie de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France (voir Section 4.5).

Rémunération à raison du mandat d'Administrateur

Jean-Pierre Clamadieu, en tant qu'Administrateur, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Aucun contrat de travail n'est conclu entre Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration et la Société ou une société du Groupe. Il n'est pas prévu d'indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence.

Avantage en nature

Jean-Pierre Clamadieu a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.2.1.2 Rémunération de la Directrice Générale

La structure de la rémunération 2024 de la Directrice Générale est conforme à la politique de rémunération exposée à la Section 4.2.3 du Document d'enregistrement universel 2023, approuvée par l'Assemblée Générale du 30 avril 2024.

Elle est composée d'une rémunération forfaitaire fixe annuelle, d'une rémunération variable annuelle et d'un dispositif d'intéressement long terme (sous forme d'attribution d'Actions de Performance). Elle bénéficie de régimes de prévoyance et de retraite et, par ailleurs, bénéficie à titre d'avantage en nature d'un véhicule de fonction.

DÉTAIL DE LA RÉMUNÉRATION DE LA DIRECTRICE GÉNÉRALE

FIXE ANNUEL
(NUMÉRAIRE)

1 M€

VARIABLE ANNUEL
(NUMÉRAIRE)

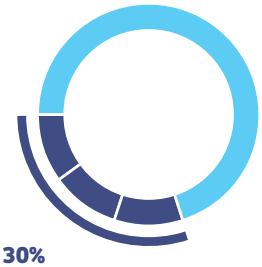
CRITÈRES FINANCIERS
65%
Taux de réussite : 139,2%

- **25%** *Free cash flow* — Taux de réussite : 140%
- **25%** EBIT — Taux de réussite : 136,6%
- **25%** Résultat net récurent Part du Groupe — Taux de réussite : 140%
- **25%** Dette nette économique — Taux de réussite : 140%



CRITÈRES EXTRA-FINANCIERS
35%
Taux de réussite : 116,5%

- **70%** Objectifs stratégiques et opérationnels — Taux de réussite : 120%



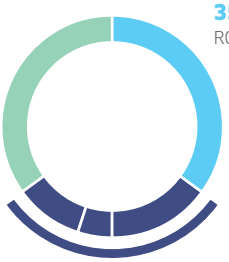
30%
Critères ESG :

- Amélioration de la performance sécurité (10%) — Taux de réussite : 100%
- Émissions de GES [1] liées à la production d'énergie (10%) — Taux de réussite : 140%
- Taux de féminisation des cadres recrutés (10%) — Taux de réussite : 85%

INCITATION LONG TERME
(ACTIONS DE PERFORMANCE)

ACTIONS DE PERFORMANCE ACQUISES EN 2027

- **35%** Évolution du "Total Shareholder Return" (TSR) sur 3 ans vs indice Eurostoxx Utilities
- **35%** ROACE



30%
Critères ESG à fin 2026 [2] :

- Émissions de GES liées à la production d'énergie et à l'usage des produits vendus (ventes de gaz) (15%)
- Capacités renouvelables installées (5%)
- Part des femmes parmi les cadres du Groupe (10%)

Montant à verser au titre de 2024 : 1 312 000 €
Montant maximum : 140% du fixe annuel

Actions de performance attribuées au titre de 2024 : 120 000 actions valorisées à 1 364 400 € à l'attribution
Nombre maximum : 144 000 actions de performance

(1) Gaz à effet de serre.
(2) En ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030.

Rémunération annuelle fixe au titre de 2024

La rémunération annuelle fixe de Catherine MacGregor, Directrice Générale, s'est élevée à 1 000 000 euros.

Rémunération variable 2024 [ESRS 2 – GOV-3]

La structure de la rémunération variable annuelle cible de la Directrice Générale au titre de 2024 versée en 2025 est demeurée inchangée. Le montant cible de rémunération variable s'élève à 1 000 000 euros correspondant à 100% de sa rémunération fixe pour un taux d'atteinte de 100% des objectifs ; cette rémunération variable est plafonnée à 1 400 000 euros soit 140% de la rémunération annuelle fixe. La rémunération variable est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%).

Pour la partie financière, les critères retenus sont le RNRpg (25%), l'EBIT (25%), le *free cash-flow* (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2024 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 21 février 2024.

Pour la partie extra-financière, figurent :

- les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe (70%) : la poursuite du déploiement de ENGIE One Safety (plan sur la santé-sécurité), le développement de solutions digitales prioritaires pour le business, le développement des talents, la finalisation du projet relatif aux activités nucléaires en Belgique ;
- les critères Environnement, Social et Gouvernance (ESG) quantifiables (30%) :
  - l'amélioration de la performance sécurité par rapport à 2023 (10%),
  - les émissions de GES liées à la production d'énergie (10%),
  - le taux de féminisation de 37% des cadres recrutés (10%).

Lors de sa séance du 26 février 2025, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG, constaté les taux de réussite figurant dans le tableau ci-après. Le versement de la rémunération variable au titre de l'exercice 2024 est conditionné à l'approbation de l'Assemblée Générale qui se tiendra le 24 avril 2025.

	Pondération	Taux de versement	Appréciation du Conseil
PERFORMANCE FINANCIÈRE COMPOSÉE COMME SUIT, SUR LA BASE DE CRITÈRES QUANTIFIABLES :			Pesant pour 65% de la rémunération variable annuelle
RNRpg	25%	140%	Le Conseil d'Administration a constaté que les objectifs ont été dépassés : • le RNRpg ressort à 5 531 M€, supérieur à l'objectif 2024 de 4 641 M€, le plafond de 140% est atteint ; • l'EBIT ressort à 10 341 M€, supérieur à l'objectif 2024 de 9 473 M€, le taux d'atteinte est de 136,6% ; • le FCF ressort à 10 381 M€, supérieur à l'objectif 2024 de 7 857 M€, le plafond de 140% est atteint ; • la dette nette économique ressort à 47 874 M€ ; l'objectif 2024 était de 51 899 M€, le plafond de 140% est atteint.
EBIT	25%	136,6%	
FCF	25%	140%	
Dette nette économique	25%	140%	
Sous-total (base 100%)	**100%**	**139,2%**	**Pouvant aller de 0% à 140%**
PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE COMPOSÉE COMME SUIT, SUR LA BASE DE CRITÈRES QUALITATIFS ET QUANTIFIABLES :			Pesant pour 35% de la rémunération variable annuelle
Objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe (Critères qualitatifs) • Poursuite du déploiement de ENGIE One Safety (plan sur la santé-sécurité) • Développement de solutions digitales prioritaires pour le business • Développement des talents • Finalisation du projet relatif aux activités nucléaires en Belgique	70%	120%	Le Conseil d'Administration a évalué l'atteinte à 120%, considérant que les objectifs avaient été dépassés. Les éléments suivants ont notamment été considérés : • le déploiement du programme One Safety s'est poursuivi en 2024 et des résultats positifs ont été obtenus. Ces résultats sont d'ordre opérationnel, avec une diminution du taux de fréquence et du taux de mortalité par rapport à 2023, et d'ordre culturel ; • la contribution du digital à la performance business a été notable ; • ENGIE a validé et déployé sa nouvelle politique *People Development Strategy* visant l'identification du potentiel de ses collaborateurs et l'accélération de leurs parcours de carrière ; • le projet relatif aux activités nucléaires en Belgique est en cours de finalisation.
Critères ESG (Critères quantifiables) • Amélioration de la performance sécurité par rapport à 2023 (10%) • Émissions de GES liées à la production d'énergie (10%) • Taux de féminisation de 37% des cadres recrutés (10%)	30%	108,3%	Sur la performance sécurité, appréciée à l'aune d'un ensemble d'indicateurs (taux de fréquence, nombre d'accidents mortels, taux de mortalité), le Conseil d'Administration a retenu un taux d'atteinte de 100%. Les objectifs sur le climat et la diversité sont des objectifs quantitatifs. Sur le climat, le groupe a émis 48,3 Mt CO_2 pour un objectif de 55,6 Mt CO_2 ; le taux d'atteinte est de 140%. S'agissant de l'indicateur diversité, parmi les cadres recrutés en 2024, 36,7% sont des femmes, l'objectif étant de 37% ; le taux d'atteinte est de 85%.
Sous-total (base 100%)	**100%**	**116,5%**	**Pouvant aller de 0% à 140%**
TOTAL PART VARIABLE AU TITRE DE 2024	**100%**	**131,2%**	
TOTAL À VERSER *(EN EUROS)*	**100%**	**1 312 000 €**	**SOIT L'ÉQUIVALENT DE 131,2% DE LA RÉMUNÉRATION FIXE DE RÉFÉRENCE DE 1 000 000 €**

Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)

Le CNRG, suivant les recommandations du Code Afep-Medef qui visent à inscrire l'action des dirigeants dans la durée, a recommandé au Conseil d'Administration que les dirigeants mandataires sociaux exécutifs bénéficient de rémunérations ayant un caractère incitatif à long terme, à condition qu'elles soient raisonnables et subordonnées à des conditions de performance strictes et comparables à celles des autres bénéficiaires.

Le Conseil d'Administration du 14 février 2021 a décidé que cette part ne pourra, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale (rémunération fixe, variable et Actions de Performance) de la Directrice Générale.

L'attribution à la Directrice Générale, à compter de 2022, d'Actions de Performance (AP) en lieu et place des Unités de Performance dont elle bénéficiait précédemment, a permis ainsi de mener à son terme l'alignement de la part incitative à long terme de la Directrice Générale avec celle des membres du Comex, cadres dirigeants et autres collaborateurs bénéficiaires d'Actions de Performance. Le volume de l'attribution à la cible est resté inchangé (120 000 AP en lieu et place des 120 000 UP).

Attribution 2024

Sur recommandation du CNRG, le Conseil d'Administration du 30 avril 2024 a attribué à la Directrice Générale, conformément à la délégation donnée par l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024 aux termes de sa 28e résolution, 120 000 AP à la cible, pouvant aller jusqu'à 120% en cas de surperformance. Les AP attribuées au titre de 2024 ont été valorisées à 11,37 euros l'action à la date d'attribution selon la norme IFRS 2, soit un montant total de 1 364 400 euros.

Régimes de retraite

Catherine MacGregor, Directrice Générale, bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82 du Code général des impôts) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe.

La Directrice Générale bénéficie également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe. Le montant de la cotisation au titre de 2024 s'élève à 29 676 euros.

Prévoyance et frais de santé

La Directrice Générale bénéficie de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Rémunération à raison du mandat d'Administrateur

Catherine MacGregor, en tant qu'Administratrice, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Aucun contrat de travail n'est conclu entre Catherine MacGregor, Directrice Générale, et la Société ou une société du Groupe.

En cas de départ du Groupe, la Directrice Générale sera tenue par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en 12 mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ de la Directrice Générale, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave de la Directrice Générale et quelle que soit la forme que revêt ce départ, la Directrice Générale bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

S'agissant des actions de performance non encore acquises, en cas de rupture du mandat social :

- pour cause de retraite, invalidité, décès, les droits en cours d'acquisition seront maintenus ;
- pour toute autre cause de départ, le principe sera la perte de l'intégralité des droits en cours d'acquisition, sauf décision contraire du Conseil d'administration. Cette possibilité est conforme à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef selon lequel "le conseil peut prévoir lors de leur attribution une stipulation l'autorisant à statuer sur le maintien ou non des plans de rémunérations de long terme non encore acquis, des options non encore levées ou des actions non encore acquises au moment du départ du bénéficiaire".

L'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef sont applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

En application de l'article 25.4 du Code Afep-Medef, le versement de l'indemnité de non-concurrence sera exclu si la Directrice Générale fait valoir ses droits à la retraite ou au-delà de 65 ans.

Avantage en nature

Catherine MacGregor bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.2.1.3 Synthèse des rémunérations des dirigeants mandataires sociaux pour 2024

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DE CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

	2024		2023	
En euros	Montants attribués au titre de 2024	Montants versés en 2024	Montants attribués au titre de 2023	Montants versés en 2023
Jean-Pierre Clamadieu *Président*				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
Rémunération variable	0	0	0	0
Abondement dédié à la retraite	0	0	0	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération d'Administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	3 487	3 487	3 652	3 652
TOTAL	**453 487**	**453 487**	**453 652**	**453 652**

	2024		2023	
En euros	Montants attribués au titre de 2024	Montants versés en 2024	Montants attribués au titre de 2023	Montants versés en 2023
Catherine MacGregor *Directrice Générale*				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable	1 312 000	1 305 000	1 305 000	1 136 000
Abondement dédié à la retraite	578 000	576 250	576 250	534 000
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération variable pluriannuelle au titre des Unités de Performance attribuées en 2021 (voir détails Tableau 10)	0	1 775 364		
Rémunération d'Administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	6 192	6 192	6 192	6 192
TOTAL	**2 896 192**	**4 662 806**	**2 887 442**	**2 676 192**

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES À CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

En euros	2024	2023
Jean-Pierre Clamadieu *Président*		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	453 487	453 652
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	**453 487**	**453 652**

En euros	2024	2023
Catherine MacGregor *Directrice Générale*		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 896 192	2 887 442
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	1 364 400 (1)	1 189 200 (1)
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	**4 260 592**	**4 076 642**

(1) Les Actions de Performance attribuées au titre de 2024 ont été valorisées à 11,37 euros l'action selon la norme IFRS 2, soit un montant total de 1 364 400 euros.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS VARIABLES PLURIANNUELLES (AUTRES QUE LES ACTIONS DE PERFORMANCE) DE CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL EXÉCUTIF

	2021	2022 à 2024
Jean-Pierre Clamadieu *Président*	Néant	Néant
Rémunération variable pluriannuelle		

	2021	2022 à 2024
Catherine MacGregor *Directrice Générale*		
Rémunération variable pluriannuelle sous la forme d'unités de performance		
Date d'attribution	14 mars 2021	
Nombre	120 000 UP	
Conditions de performance	Critères de performance financière, pour une pondération de 80% : • croissance du résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) sur deux ans par rapport à un panel de référence [1] (25%) ; • évolution du *Total Shareholder Return* (TSR) (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à ce même panel (25%) ; • retour sur capitaux employés (ROCE, renommé ROACE) (30%). Critères de performance extra-financière, pour une pondération de 20% : • réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%) ; • augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) ; • augmentation de la proportion de femmes dans le statut cadre (5%).	Néant
Fin de la période d'acquisition	14 mars 2024	
Taux d'atteinte	114% capé à 100% soit 120 000 UP acquises	
Fin de la période d'exercice des UP	14 mars 2027	
Date d'exercice des UP	5 août 2024	
Montant résultant de l'exercice des UP	1 775 364 € (les deux tiers du produit de l'exercice des UP nets d'impôt et de prélèvements sociaux ont été réinvestis en actions ENGIE)	

(1) EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, SNAM, RWE.

Il est rappelé qu'au titre de l'exercice 2021, Catherine MacGregor s'était vu consentir 120 000 unités de performance (UP) dont l'acquisition définitive était fixée au 15 mars 2024 sous réserve de sa présence le 14 mars 2024 et de la réalisation de conditions de performance financières et extra-financières quantifiables. Lors de sa séance du 21 février 2024, le Conseil d'Administration a constaté que le taux de réussite des conditions de performance assortissant celles-ci s'élevait à 114%, capé à 100%, soit 120 000 UP.

Les critères de performance financière, pour une pondération de 80%, étaient de trois types :

- croissance du résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) sur deux ans par rapport à un panel de référence [1] (25%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- évolution du TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à ce même panel (25%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- retour sur capitaux employés (ROCE, renommé ROACE) (30%) : le taux de réussite a été constaté à 120%.

Les critères de performance extra-financière, pour une pondération de 20%, étaient de trois types. Les objectifs cibles étaient ceux à fin 2023 prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030 :

- réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) : le taux de réussite a été constaté à 0% ;
- augmentation de la proportion de femmes dans le statut cadre (5%) : le taux de réussite a été constaté à 120%.

Le Conseil d'Administration a constaté que le taux global de réussite était de 114%, il était plafonné à 100%.

Catherine MacGregor disposait d'un délai de trois ans, jusqu'au 14 mars 2027, pour exercer les UP. En cas d'exercice, elle devait réinvestir, en actions ENGIE, deux tiers du produit de l'exercice des UP nets d'impôt et de prélèvements sociaux, jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention d'actions ENGIE, soit l'équivalent de deux années de rémunération fixe. Catherine MacGregor a exercé les UP le 5 août 2024 pour une valorisation de 1 775 364 euros ; les deux tiers du produit de l'exercice des UP nets d'impôt et de prélèvements sociaux ont été réinvestis en actions ENGIE ; elle a acquis 36 000 titres dans ce cadre.

(1) EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, SNAM, RWE.

Tableau récapitulatif des contrats de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence

TABLEAU 11 – POSITION-RECOMMANDATION AMF – DOC-2021-02 (ANNEXE 2)

	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Pierre Clamadieu *Président*	Non	Non	Non	Non
Catherine MacGregor *Directrice Générale*	Non	Oui (voir Section 4.2.1.2)	Oui (voir Section 4.2.1.2)	Oui (voir Section 4.2.1.2)

4.2.1.4 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2024 ou attribués au titre du même exercice à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis au vote des actionnaires (*ex-post*)

Conformément à l'article L. 22-10-34 II du Code de commerce, l'Assemblée Générale du 24 avril 2025 statuera sur les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2024 ou attribués au titre de l'exercice 2024 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration et à Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Les éléments de rémunération variables ou exceptionnels attribués au titre de l'exercice 2024 ne peuvent être versés qu'après approbation par l'Assemblée Générale.

4.2.1.4.1 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2024 ou attribués au titre de l'exercice 2024 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2024	Montants attribués au titre de l'exercice 2024	Commentaires
Rémunération fixe	450 000 €	450 000 €	La rémunération annuelle fixe de Jean-Pierre Clamadieu s'élève à 450 000 €.
Rémunération variable annuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable annuelle.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne perçoit pas de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune attribution de stock-option, d'Action de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonction.
Régime de retraite supplémentaire	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire.
Avantages de toute nature	3 487 €	3 487 €	Jean-Pierre Clamadieu a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.2.1.4.2 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2024 ou attribués au titre de l'exercice 2024 à Catherine MacGregor, Directrice Générale

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2024	Montants attribués au titre de l'exercice 2024	Commentaires
Rémunération fixe	1 000 000 €	1 000 000 €	La rémunération fixe de Catherine MacGregor a été fixée à 1 000 000 €.

Rémunération variable annuelle	1 305 000 €	1 312 000 €	La rémunération variable annuelle cible à verser en 2025 au titre de 2024 s'élève à 100% de la rémunération fixe (1 000 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 140% de la rémunération fixe (1 400 000 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés.
			Elle est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%).
			Pour la **partie financière,** les critères retenus sont le RNRpg (25%), l'EBIT (25%), le *free cash-flow* (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2024 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 21 février 2024.
			Pour la **partie extra-financière**, figurent :
			• les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe (70%) : la poursuite du déploiement de ENGIE One Safety (plan sur la santé-sécurité), le développement de solutions digitales prioritaires pour le business, le développement des talents, la finalisation du projet relatif aux activités nucléaires en Belgique ;
			• des critères ESG quantifiables ayant trait à :
			  • la poursuite de l'amélioration de la performance sécurité (10%),
			  • les émissions de GES liées à la production d'énergie (10%),
			  • le taux de féminisation de 37% des cadres recrutés (10%).
			Lors de sa séance du 26 février 2025, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG :
			• constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 139,2% (décomposé comme suit : RNRpg : 140% ; EBIT : 136,6% ; *free cash-flow* : 140% ; dette nette économique : 140%) ;
			• établi le taux de réussite des critères extra-financiers à 116,5% (décomposé comme suit : objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe : 120% ; amélioration de la performance sécurité : 100% ; émissions de GES liées à la production d'énergie : 140% ; taux de féminisation de 37% des cadres recrutés : 85%).
			Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 131,2%, soit un montant de 1 312 000 euros. Ce montant de part variable au titre de 2024 ne sera versé à Catherine MacGregor que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

Rémunération variable pluriannuelle	1 775 364 €	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération variable pluriannuelle au titre de 2024. Le plan d'Unités de Performance attribué en 2021 est arrivé à échéance donnant lieu à l'exercice des unités et au versement d'un montant de 1 775 364 euros (voir Tableau récapitulatif des rémunérations variables pluriannuelles (autres que les actions de performance) de chaque dirigeant mandataire social exécutif).
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a pas perçu de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Valorisation : 1 364 400 €	Catherine MacGregor a bénéficié, au titre de 2024, de l'attribution de 120 000 Actions de Performance à la cible pouvant aller jusqu'à 120% en cas de surperformance (voir note sur cette valorisation théorique à la Section 4.2.1.3), soit 0,005% du capital social au 30 avril 2024.

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2024	Montants attribués au titre de l'exercice 2024	Commentaires
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	En cas de départ du Groupe, l'ancienne Directrice Générale sera tenue par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en 12 mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ de la Directrice Générale, renoncer à l'application de cette clause. En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave de la Directrice Générale, et quelle que soit la forme que revêt ce départ, la Directrice Générale bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne. S'agissant des actions de performance non encore acquises, en cas de rupture du mandat social : • pour cause de retraite, invalidité, décès, les droits en cours d'acquisition seront maintenus ; • pour toute autre cause de départ, le principe sera la perte de l'intégralité des droits en cours d'acquisition, sauf décision contraire du Conseil d'Administration. Cette possibilité est conforme à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef selon lequel "le conseil peut prévoir lors de leur attribution une stipulation l'autorisant à statuer sur le maintien ou non des plans de rémunérations de long terme non encore acquis, des options non encore levées ou des actions non encore acquises au moment du départ du bénéficiaire". L'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef est applicable à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.
Régimes de retraite supplémentaire	576 250 €	578 000 €	La Directrice Générale bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82 du Code général des impôts) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. Au titre de 2024, cet abondement s'élève à 578 000 euros et sera versé en 2025 sous réserve du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.
Avantages de toute nature	6 192 €	6 192 €	Catherine MacGregor a bénéficié d'un véhicule de fonction.

Il est par ailleurs rappelé qu'au titre de l'exercice 2022, Catherine MacGregor a bénéficié de l'attribution de 120 000 Actions de Performance (AP) dont l'acquisition définitive était fixée au 15 mars 2025, sous réserve de sa présence le 14 mars 2025 et de la réalisation de conditions de performance financières et extra-financières quantifiables. Lors de sa séance du 26 février 2025, le Conseil d'Administration a constaté que le taux de réussite des conditions de performance assortissant celles-ci s'élève à 90%, soit 108 000 AP.

Les critères de performance financière, pour une pondération de 80%, étaient de trois types :

- croissance du résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) sur deux ans par rapport à un panel de référence [(1)] (25%) : le taux de réussite a été constaté à 0% ;
- évolution du "Total Shareholder Return" (TSR) (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à ce même panel (25%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- retour sur capitaux employés (ROCE, renommé ROACE) (30%) : le taux de réussite a été constaté à 120%.

Les critères de performance extra-financière, pour une pondération de 20%, étaient de trois types. Les objectifs cibles étaient ceux à fin 2024 prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030 :

- réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- augmentation de la proportion de femmes dans le statut cadre (5%) : le taux de réussite a été constaté à 120%.

Les Actions de Performance acquises sont assorties d'une période de conservation d'un an, soit jusqu'au 14 mars 2026 inclus.

4.2.1.5 Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations

Les calculs de ratios d'équité ont été réalisés en prenant en compte les lignes directrices publiées par l'Afep en février 2021. Ils sont effectués par fonction : Président et Directeur Général.

Calcul du numérateur : la rémunération considérée pour chaque mandataire social comprend la rémunération fixe versée en N, le variable versé en N au titre de N-1, les primes et avantages en nature divers à l'exclusion des primes d'indemnité de rupture, les Actions de Performance et Unités de Performance attribuées en N en valorisation IFRS, à l'exclusion des éléments relatifs aux retraites d'entreprise.

Calcul du dénominateur : la société mère ENGIE SA n'est pas représentative tant des effectifs que de l'activité du Groupe. Le dénominateur est donc la rémunération moyenne au périmètre France des salariés (rémunération fixe + éléments variables) CDI+CDD dénombrés en Équivalent Temps Plein hors alternants. Avant 2021, avaient été exclues deux entités ayant fait l'objet de cessions : GNL et E&P. En 2022, une modification de périmètre importante était à noter, EQUANS n'étant pas inclus dans les données présentées pour 2022.

La rémunération moyenne a été calculée à partir des données agrégées du *Reporting* Social Groupe ; s'agissant d'un Groupe constitué de plusieurs sociétés ayant des systèmes de paye différents, la rémunération médiane n'est pas calculable en l'absence d'une base de données unique recensant les données individuelles de rémunération.

Pour le Groupe, le ratio d'équité pertinent est celui comparant la rémunération totale du Président et celle du Directeur Général à la rémunération moyenne de l'ensemble des salariés en France.

(1) EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, SNAM, RWE.

Multiples de rémunération pour la fonction de Président

TABLEAU DES RATIOS AU TITRE DU I. 6° ET 7° DE L'ARTICLE L. 22-10-9 DU CODE DE COMMERCE [1]

En euros	2020	2021	2022[2]	2023	2024
Rémunération de la **Fonction Président :**	450 000	450 000	451 826	453 652	453 487
Évolution par rapport à l'exercice précédent	4%	0%	0,4%	0,4%	0,0%
INFORMATIONS SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA SOCIÉTÉ COTÉE – NON REPRÉSENTATIVE AU SENS DE L'ACTIVITÉ ET DU NOMBRE DE SALARIÉS					
Rémunération moyenne des salariés	76 791	77 142	80 849	89 842	88 414
Évolution par rapport à l'exercice précédent	4%	0%	5%	11%	-2%
Rémunération médiane des salariés	72 571	66 967	67 673	68 068	67 235
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES SUR LE PÉRIMÈTRE ÉLARGI FRANCE [2]					
Rémunération moyenne des salariés	46 870	48 278	56 997	61 009	61 182
Évolution par rapport à l'exercice précédent	1%	3%	18%	7%	0%
Rémunération médiane des salariés					
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	9,6	9,3	7,9	7,4	7,4
Évolution par rapport à l'exercice précédent	3%	-3%	-15%	-6%	0%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés					
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-		
PERFORMANCE DE LA SOCIÉTÉ					
EBIT [3]	-16%	47%	43%	11,5%	3,3%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-214%	194%	-9%	-73%	-71%
ROACE [4]	5,45%	8,90%	12,60%	11,60%	11,00%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-11%	63%	42%	-8%	-5%
RNRpg *(en milliards d'euros)*	1,70	3,20	5,22	5,37	5,53
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-31%	85%	65%	3%	3%

(1) En référence aux lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021.
(2) Les données 2022 sur les rémunérations et la performance de la société sont hors EQUANS.
(3) Anciennement "COI" (Current Operating Income) : indicateur renommé "EBIT" sans changement de la méthodologie de calcul.
(4) Anciennement "ROCE" : indicateur renommé "ROACE" sans changement de la méthodologie de calcul.

Multiples de rémunération pour la fonction de Directeur Général

TABLEAU DES RATIOS AU TITRE DU I. 6° ET 7° DE L'ARTICLE L. 22-10-9 DU CODE DE COMMERCE [1]

Exercice N-1	2020	2021	2022 [2]	2023	2024
Rémunération de la **Fonction DG :** Catherine MacGregor a été nommée le 1er janvier 2021. En 2020, Claire Waysand a assuré la Direction Générale par intérim.	1 287 669	2 608 350	3 169 992	3 331 392	3 675 592
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-50%	103%	22%	5%	10%
INFORMATIONS SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA SOCIÉTÉ COTÉE – NON REPRÉSENTATIVE AU SENS DE L'ACTIVITÉ ET DU NOMBRE DE SALARIÉS					
Rémunération moyenne des salariés	76 791	77 142	80 849	89 842	88 414
Évolution par rapport à l'exercice précédent	4%	0%	5%	11%	-2%
Rémunération médiane des salariés	72 571	66 967	67 673	68 068	67 235
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES SUR LE PÉRIMÈTRE ÉLARGI FRANCE					
Rémunération moyenne des salariés	46 870	48 278	56 997	61 009	61 182
Évolution par rapport à l'exercice précédent	1%	3%	18%	7%	0%
Rémunération médiane des salariés					
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	27,5	54,0	55,6	54,6	60,1
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-51%	97%	3%	-2%	10%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés					
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
PERFORMANCE DE LA SOCIÉTÉ					
EBIT [3]	-16%	47%	43%	11,5%	3,3%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-214%	194%	-9%	-73%	-71%
ROACE [4]	5,45%	8,90%	12,60%	11,60%	11,00%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-11%	63%	42%	-8%	-5%
RNRpg *(en milliards d'euros)*	1,70	3,20	5,22	5,37	5,53
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-31%	85%	65%	3%	3%

(1) En référence aux lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021.
(2) Les données 2022 sur les rémunérations et la performance de la société sont hors EQUANS.
(3) Anciennement "COI" (Current Operating Income) : indicateur renommé "EBIT" sans changement de la méthodologie de calcul.
(4) Anciennement "ROCE" : indicateur renommé "ROACE" sans changement de la méthodologie de calcul.

Remarque : conformément aux lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021, les rémunérations variables pluriannuelles comme les Unités de Performance sont valorisées et prises en compte dans le calcul du ratio d'équité l'année de l'attribution (valorisation IFRS).

4.2.2 Rémunération des Administrateurs au titre de l'exercice 2024

Les rémunérations des Administrateurs ci-dessous seront soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale qui se tiendra le 24 avril 2025, conformément à l'article L. 22-10-9 du Code de commerce.

Pour rappel, sur proposition du Conseil d'Administration, l'Assemblée Générale fixe le montant global de l'enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs, soit 1,6 million d'euros approuvé par l'Assemblée Générale d'avril 2024, à répartir par le Conseil entre ses membres.

Il est aussi rappelé que le Président du Conseil d'Administration et la Directrice Générale ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur mandat d'Administrateur.

Les règles de répartition appliquées sont celles approuvées par l'Assemblée Générale du 26 avril 2023 et sont présentées ci-après.

Administrateur		Part fixe	16 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	60 500 euros [1], si 100% de présence
Comité d'Audit	Président	Part fixe	16 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	48 400 euros [1], si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros [1], si 100% de présence
CIT	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	30 520 euros [1], si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 euros [1], si 100% de présence
CEEDD	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros [1], si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 euros [1], si 100% de présence
CNRG	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros [1], si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 euros [1], si 100% de présence

(1) Part variable augmentée de 25% pour les non-résidents européens et de 50% pour les non-résidents non européens, en cas de participation physique aux réunions.

4.2.2.1 Rémunération des Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Il a été attribué, au titre de l'exercice 2024, aux mandataires sociaux non dirigeants les rémunérations figurant au tableau ci-après, étant précisé que, sauf autre indication, aucune autre rémunération ne leur a été attribuée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre dudit exercice.

En euros	**Exercice 2024 [1]**	**Exercice 2023 [1]**
Fabrice Brégier	100 650 [2]	98 381 [2]
Marie-Claire Daveu	112 200 [2]	106 425 [2]
Patrice Durand [3]	85 553 [2][4]	85 553 [2][4]
Michel Giannuzzi [5]	95 036 [2][4]	-
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière [3]	-	21 307 [2][4]
Françoise Malrieu	-	51 290 [2]
Ross McInnes	189 200 [2]	174 861 [2]
Lucie Muniesa [3]	75 982 [2][4]	47 451 [2][4]
Marie-José Nadeau	203 867 [6]	240 706 [6]
Lord Peter Ricketts of Shortlands [7]	32 553 [6]	111 630 [6]
TOTAL	**895 041**	**937 604**

(1) La rémunération des Administrateurs due au titre d'un exercice est versée au cours de l'exercice concerné.
(2) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux.
(3) Administrateur du secteur privé nommé par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État.
(4) Nomination proposée par l'État, à ce titre ces Administrateurs ne perçoivent que 85% de la rémunération. Les 15% restant sont versés à l'État.
(5) Élu à l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 – rémunéré au prorata temporis.
(6) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe la rémunération des Administrateurs résidant hors de France.
(7) Fin de mandat à l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 - rémunéré au prorata temporis.

4.2.2.2 Rémunération de l'Administrateur représentant l'État et des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

L'Administratrice représentante de l'État, Céline Fornaro, en sa qualité d'agent public, n'a perçu, personnellement, aucune rémunération de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de son mandat en 2024, conformément à l'article 5 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique. La rémunération qui est attribuée au titre de son mandat s'élève à 150 975 euros et a été directement versée au budget de l'État.

Les Administrateurs du secteur privé, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à savoir Patrice Durand et Lucie Muniesa, ont perçu 85% du montant de leurs rémunérations dues à raison de leurs mandats d'Administrateurs, en vertu de l'arrêté du 28 décembre 2014, tel que modifié par l'arrêté du 5 janvier 2018, pris en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique (voir tableau ci-dessus). Le solde de 15% du montant de leurs rémunérations s'élève à un total de 28 507 euros et a été versé au budget de l'État.

Compte tenu de ce qui précède, la rémunération des Administrateurs correspondant à ces mandats, soit la somme totale de 179 482 euros, a été versée directement au Trésor Public en application de la réglementation.

4.2.2.3 Rémunération des Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires au sein du Conseil d'Administration n'ont perçu aucune rémunération (rémunération à raison du mandat d'Administrateur) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société en contrepartie de l'exercice de leur mandat d'Administrateur.

Il s'agit de Christophe Agogué, Jacinthe Delage, Yoan Kosnar et Magali Viot.

4.2.3 Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux pour l'exercice 2025 (*say on pay ex-ante*)

Pour la détermination des rémunérations et avantages consentis aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs, le Conseil d'Administration se réfère, notamment, aux recommandations du Code Afep-Medef. Ainsi, le Conseil d'Administration veille à ce que la politique de rémunération respecte les principes d'exhaustivité, d'équilibre, de comparabilité, de cohérence, de transparence et de mesure, et prenne en compte les pratiques de marché.

La politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG. Elle fera l'objet d'une présentation et d'un vote lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires du 24 avril 2025 conformément à l'article L. 22 10-8 du Code de commerce.

La politique de rémunération est revue annuellement par le CNRG et s'appuie notamment sur des études spécifiques.

Conformément à l'article 5.3.1 du Règlement Intérieur du Conseil, les dirigeants mandataires sociaux n'assistent pas aux réunions du CNRG pour les questions qui les concernent.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le CNRG veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec l'intérêt social et les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur la base d'un benchmark réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC 40 et de l'Eurostoxx 50.

Conformément à l'article 10.6 du Code Afep-Medef, le Président du Conseil d'Administration, ayant la qualité d'Administrateur indépendant, ne perçoit pas de rémunération variable liée à la performance de la Société. La rémunération des autres dirigeants mandataires sociaux comprend en règle générale :

- une part fixe : ce montant fixe demeure inchangé pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats ; et
- une part incitative à long terme soumise à conditions de performance.

Des critères de performance exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et maintiennent un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long termes, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

Conformément à la politique actuelle, les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent pas de rémunération en raison de leur participation aux travaux du Conseil et de ses comités.

Si le taux d'approbation de la politique de rémunération lors de la dernière Assemblée Générale des actionnaires est inférieur à 80%, le CNRG examine le sens du vote des actionnaires s'étant opposé à l'approbation de cette politique et les suites éventuelles à donner à leur vote. Pour rappel, l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 a approuvé la politique de rémunération du Président du Conseil d'Administration à 99,92% et de la Directrice Générale à 94,62%.

4.2.3.1 Politique de rémunération du Président du Conseil d'Administration au titre de 2025

La rémunération du Président du Conseil d'Administration au titre de 2025 reste inchangée par rapport à 2024.

Rémunération annuelle fixe

Pour l'exercice 2025, la rémunération fixe du Président du Conseil demeure inchangée à 450 000 euros.

Rémunération variable

La rémunération du Président du Conseil ne comprend aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

Rémunération incitative long terme (Actions de Performance)

La rémunération du Président du Conseil ne comprend aucune rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

Régime de retraite

Le Président du Conseil ne bénéficiera pas d'un régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions.

Prévoyance et frais de santé

Le Président du Conseil bénéficiera de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Rémunération en raison du mandat d'Administrateur

Le Président du Conseil, en tant qu'Administrateur, ne percevra pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Aucun contrat de travail n'est conclu entre le Président du Conseil d'Administration et la Société ou une société du Groupe. Il n'est pas prévu d'indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence.

Avantage en nature

Le Président du Conseil bénéficiera d'un véhicule de fonction.

4.2.3.2 Politique de rémunération du Directeur Général au titre de 2025

La rémunération du Directeur Général comprend une part fixe, une part variable annuelle et une part incitative à long terme.

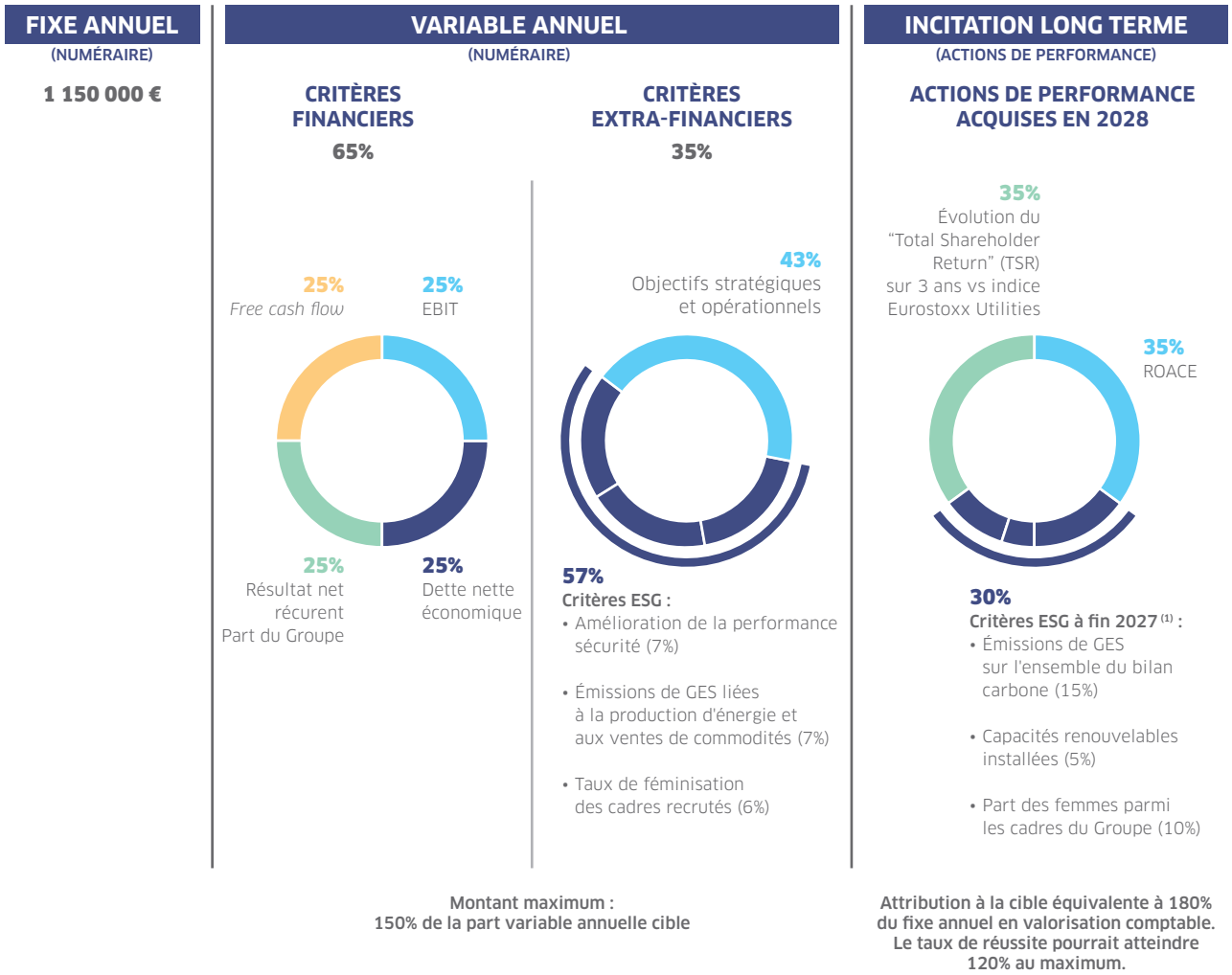
Conformément aux recommandations du Code Afep-Medef, les conditions de rémunération du Directeur Général sont restées inchangées durant toute la durée de son premier mandat, qui a débuté le 1er janvier 2021.

Le Conseil d'Administration propose le renouvellement du mandat d'Administratrice de Catherine MacGregor au vote des actionnaires, lors de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025, avec l'intention de confirmer Catherine MacGregor dans ses fonctions de Directeur Général à l'issue de ladite Assemblée. Le Conseil considère qu'à l'occasion de renouvellement de mandat, il est pertinent de revoir les conditions de rémunération de Catherine MacGregor.

Pour déterminer les nouvelles conditions de rémunération du Directeur Général, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG), a pris en compte les éléments suivants :

- **l'amélioration significative de la performance du Groupe depuis 2021**, tant sur des indicateurs économiques internes ou ESG, qu'externes comme le *Total Shareholder Return* (TSR) ; ainsi, ENGIE se classe en tête par rapport aux entreprises de son secteur sur l'indicateur de TSR entre 2021 et 2024 ;
- **le résultat d'analyses des pratiques du marché et du positionnement actuel de la rémunération du Directeur Général par rapport à celui-ci** : le marché des dirigeants étant hautement compétitif et le Directeur Général ayant un parcours international, le CNRG, soutenu par un cabinet externe de conseil en rémunération, a comparé le positionnement de la rémunération du Directeur Général d'ENGIE par rapport à ses pairs et concurrents directs européens ou mondiaux dans le secteur de l'énergie et par rapport aux grands groupes industriels cotés en Europe et en France (CAC 40). Cet examen a fait apparaitre que la rémunération actuelle du Directeur Général était inférieure aux niveaux du marché sur chacun de ces panels.

  Considérant la place que tient ENGIE en France, un panel des sociétés du CAC 40, excluant les secteurs de la finance et du luxe a été retenu. Ce panel comprend les sociétés suivantes : Air Liquide, Airbus, Bouygues, Carrefour, Danone, Essilor Luxottica, Legrand, L'Oréal, Michelin, Orange, Renault, Safran, Saint-Gobain, Sanofi, Schneider Electric, Thalès, TotalEnergies, Veolia Environnement, Vinci (le "marche de référence"). Le positionnement visé en rémunération globale est la médiane de ce panel, ENGIE occupant, en 2024, respectivement les 13e, 3e et 12e place en effectifs, chiffre d'affaires et capitalisation boursière de celui-ci ;
- **la volonté de renforcer le lien entre performance et rémunération** en mettant l'accent sur une part plus importante de la rémunération variable liée à la performance, en particulier long terme. Cette structure doit garantir un alignement des intérêts du Directeur Général avec ceux des actionnaires, favorisant la création de valeur à long terme. Ainsi, la rémunération globale se situe à la médiane du marché de référence, la somme du salaire de base et du bonus annuel étant un peu en-deçà.



(1) En ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030.

Rémunération annuelle fixe

La rémunération annuelle fixe du Directeur Général est fixée à 1 150 000 euros, soit une augmentation de 15% par rapport à la rémunération actuelle décidée en 2021, ce qui la place entre le premier quartile et la médiane du marché de référence. Elle s'appliquera de manière rétroactive à compter du 1er janvier 2025, sous réserve de l'approbation de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

Elle a été définie en fonction du rôle, de l'expérience et du marché de référence du Directeur Général, eu égard notamment aux rémunérations fixes attribuées aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs de groupes dont la taille et l'envergure sont similaires à ceux d'ENGIE et plus généralement sur la base du marché de référence. Elle demeure inchangée pendant la durée du mandat, qui est de quatre ans, sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement eu égard notamment au contexte de marché, aux évolutions éventuelles du profil d'ENGIE et à l'évolution de la rémunération des salariés du Groupe.

Rémunération variable annuelle

La part variable annuelle a pour objet de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats. Elle est équilibrée par rapport à la partie fixe et déterminée sous la forme d'un pourcentage de la rémunération fixe.

Afin de renforcer le lien entre performance et rémunération, la part variable cible est fixée à 110% de la rémunération fixe (soit 10 points de plus à la cible) avec un maximum à 150% (soit 10 points de plus au maximum).

La part variable annuelle cible s'élève donc à 110% de la rémunération fixe (1 265 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 150% de la part variable cible (1 897 500 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés. Elle est assortie de critères permettant l'évaluation faite annuellement de la performance du Directeur Général reposant à hauteur de 65% sur des critères financiers visant à rémunérer la performance économique et à hauteur de 35% sur des critères extra-financiers dont au moins un critère quantifiable reflétant les objectifs ESG du Groupe, en cohérence avec la raison d'être statutaire d'ENGIE.

Pour la **partie financière**, les critères retenus sont le RNRpg (25%), l'EBIT (25%), le *free cash-flow* (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2025 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 26 février 2025.

[ESRS 2 – GOV-3] La **partie extra-financière** a trait à l'avancée du travail sur les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe et à des critères ESG quantifiables. En cohérence avec la raison d'être statutaire d'ENGIE, la part de critères quantifiables ESG dans la rémunération du Directeur Général est augmentée, passant de 10,5% à 20% du total de la rémunération variable annuelle. La part des objectifs stratégiques et opérationnels, qui sont des objectifs qualitatifs, est réduite et passe de 24,5% à 15%.

Le travail sur les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe doit notamment porter sur l'exécution du plan de transformation, la réussite des objectifs business et la mise en œuvre de projets digitaux.

Dans les critères ESG figurent :

- le taux de fréquence des accidents avec arrêt de travail (7%) ;
- les émissions de GES (7%) dont le scope d'analyse est élargi, en sus de la production d'énergie, aux ventes de commodités ; les objectifs sont en ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030 ;
- un taux de féminisation de 38% des cadres recrutés (6%).

Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)

La part incitative à long terme du Directeur Général prend la forme d'Actions de Performance soumises aux mêmes conditions de performance que celles assortissant les plans d'Actions de Performance en faveur de certains salariés. Ces conditions de performance sont toutes précises et quantifiées. Elles incluent au moins une condition de performance extra-financière reflétant les objectifs ESG du Groupe, en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société. Cette part incitative à long terme vise à inciter le dirigeant à inscrire son action dans le long terme ainsi qu'à le fidéliser et à favoriser l'alignement de ses intérêts avec l'intérêt social de l'entreprise et l'intérêt des actionnaires. Cette part ne peut, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du dirigeant.

Conformément à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef, le Directeur Général s'engage formellement à ne pas recourir à des mécanismes de couverture de ces Actions de Performance. Il est rappelé que le Directeur Général a pour objectif de constituer un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à deux années de rémunération fixe, soit 2 300 000 euros. Jusqu'à l'atteinte de cet objectif de détention, deux tiers des Actions de Performance acquises par le Directeur Général demeurent incessibles. Au 31 décembre 2024, la Directrice Générale détenait 106 000 actions ENGIE, dont 36 000 acquises dans le cadre de l'exercice des Unités de performance en août 2024.

Le montant cible valorisé et attribué au Directeur Général est fixé à 180% de la rémunération annuelle fixe en valorisation comptable (application de la norme IFRS2). Le nombre d'actions définitivement acquis à l'issue du plan pourra aller jusqu'à 120% en cas de surperformance, sans compensation de la performance d'un critère par un autre.

Dans le cadre du plan d'Actions de Performance attribué au titre de 2025, et conformément à l'autorisation donnée par l'Assemblée Générale du 30 avril 2024, le Conseil d'Administration du 26 février 2025 a décidé, sur proposition du CNRG, d'attribuer au profit du Directeur Général des actions de performance dont le montant à la cible correspond à 180% de la rémunération annuelle fixe en valorisation comptable (application de la norme IFRS 2). Le nombre d'actions définitivement acquis à l'issue du plan pourra aller jusqu'à 120% en cas de surperformance, sans compensation de la performance d'un critère par un autre.

L'acquisition définitive de la totalité des actions allouées est subordonnée à une condition de présence, jusqu'au 14 mars 2028 inclus, ainsi qu'aux conditions de performance définies ci-après.

Conditions de performance

L'acquisition définitive de la totalité des actions allouées au titre de 2025 est subordonnée aux conditions de performance définies ci-après :

Conditions de performance financières, comptant pour 70% du total des conditions de performance et relatives à :

- l'évolution du TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à l'indice Eurostoxx Utilities (comptant pour 35% du total des conditions de performance). L'observation du TSR sur la période de trois ans se fera, au départ, avec un cours de référence correspondant à la moyenne de l'indice et du cours d'ENGIE pendant une période définie de plusieurs semaines précédant le premier jour du mois de l'attribution et de la même manière trois ans après ;
- la moyenne des ROACE (*Return On Average Capital Employed*) annuels cibles figurant au Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) sur les trois années du plan (comptant pour 35% du total des conditions de performance).

[ESRS 2 – GOV-3] Conditions de performance extra-financières exclusivement quantifiables (comptant ensemble pour 30% du total des conditions de performance) choisies en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société, à savoir :

- les émissions de GES sur l'ensemble du bilan carbone (15%) ;
- les capacités renouvelables installées (5%) ;
- la part des femmes parmi les managers du Groupe (10%).

Les objectifs cibles sont ceux prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030. Ainsi, comme pour le plan attribué en 2024, la part accordée aux conditions de performance extra-financière est de 30%, soit une augmentation de 10 points par rapport au plan 2022. Le périmètre d'analyse des émissions de GES est élargi à l'ensemble du bilan carbone du Groupe ; dans le plan attribué en 2024, le scope d'analyse était celui de la production d'énergie et des ventes de gaz.

Ce plan, ces conditions de performance et leur pondération soutiennent la mise en œuvre de la stratégie d'ENGIE sur le long-terme, tant sur le plan financier qu'extra-financier.

Taux de réussite

Pour chaque condition de performance, sont définis un seuil, en dessous duquel le taux de réussite est de 0%, une cible à laquelle le taux de réussite est de 100% et un plafond auquel est associé un taux de réussite de 120%. La progression entre les bornes est linéaire.

Le taux de réussite de chaque critère peut ainsi aller de 0% à 120%, sans compensation possible de la performance d'un critère avec la sous-performance d'un autre ; le taux de réussite global peut donc aller de 0% à 120%. Le nombre d'actions peut ainsi aller de 0 à 120% du nombre cible attribué.

Le taux de réussite relatif au **TSR** est de :

- 75% pour un résultat égal à celui de l'indice (seuil) ;
- 100% pour un résultat égal à 105% de l'indice (cible) ;
- 120% pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'indice (plafond).

Le taux de réussite relatif au **ROACE** est :

- égal à zéro pour un résultat inférieur ou égal au seuil ;
- 100% pour un résultat égal à la cible ;
- 120% pour un résultat égal ou supérieur au plafond.

S'agissant des **conditions de performance extra-financières**, les pentes suivent les mêmes règles que celles appliquées au ROACE.

Pour l'indicateur du ROACE et les conditions de performance extra-financière, le Conseil définit avec exigence les bornes correspondant à un taux de réussite de 0% et à un taux maximum de 120%, en fonction des cibles à moyen terme et de la spécificité de chacun de ces indicateurs.

Ajustement exceptionnel

La détermination des critères de performance ci-dessus procède de l'attachement du Conseil d'Administration au caractère variable de la part incitative à long terme qui rétribue la performance financière et extra-financière à moyen et long termes. Ils n'ont donc pas vocation à être revus. Toutefois, en cas de circonstances exceptionnelles (telles que notamment un changement de normes comptables, un changement de périmètre significatif, la réalisation d'une opération transformante, une modification substantielle des conditions de marché ou une évolution imprévue du contexte concurrentiel), le Conseil d'Administration pourra ajuster, à la hausse ou à la baisse, les résultats sur un ou plusieurs des critères de performance assortissant la part incitative à long terme de façon à s'assurer que les résultats de l'application de ces critères reflètent bien la performance du Groupe. Cet ajustement serait effectué par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG et après que le Conseil d'Administration se soit assuré, d'une part, que cet ajustement vise à rétablir raisonnablement l'équilibre ou l'objectif initialement recherché, ajusté de tout ou partie de l'impact de l'événement sur la période considérée et, d'autre part, de l'alignement de l'intérêt de la Société et de ses actionnaires avec celui des bénéficiaires. Le Conseil justifierait alors en détail les ajustements qui seraient effectués, qui feraient l'objet d'une communication.

L'application de ces ajustements exceptionnels, le cas échéant, sera conditionnée à l'approbation de l'Assemblée Générale des actionnaires.

Régimes de retraite

Le Directeur Général bénéficiera d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspondra à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe.

Le Directeur Général bénéficiera également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe.

Prévoyance et frais de santé

Le Directeur Général bénéficiera de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Rémunération en raison du mandat d'Administrateur

Le Directeur Général, s'il est Administrateur, ne percevra pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Dispositifs liés à la cessation du mandat de Directeur Général

En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en 12 mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

S'agissant des actions de performance non encore acquises, en cas de rupture du mandat social :

- pour cause de retraite, invalidité, décès, les droits en cours d'acquisition seront maintenus ;
- pour toute autre cause de départ, le principe sera la perte de l'intégralité des droits en cours d'acquisition, sauf décision contraire du Conseil d'Administration. Cette possibilité est conforme à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef selon lequel "le conseil peut prévoir lors de leur attribution une stipulation l'autorisant à statuer sur le maintien ou non des plans de rémunérations de long terme non encore acquis, des options non encore levées ou des actions non encore acquises au moment du départ du bénéficiaire".

Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef seront applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

En application de l'article 25.4 du Code Afep-Medef, le versement de l'indemnité de non-concurrence sera exclu si le Directeur Général fait valoir ses droits à la retraite ou au-delà de 65 ans.

Avantage en nature

Le Directeur Général bénéficiera d'un véhicule de fonction.

4.2.4 Politique de rémunération des Administrateurs pour l'exercice 2025

Enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs

L'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024 a fixé à 1,6 million le montant de l'enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs.

Règles de répartition de la rémunération des Administrateurs

Les règles de répartition de la rémunération des Administrateurs restent inchangées par rapport à celles votées par l'Assemblée Générale du 26 avril en 2023 (voir Section 4.2.2 "Rémunération des Administrateurs au titre de l'exercice 2024").

4.2.5 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)

La rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) est composée d'une part fixe et d'une part variable.

L'évolution de la partie fixe de la rémunération est liée à la modification des situations spécifiques, élargissement ou changement significatif des responsabilités, repositionnements rendus nécessaires au regard de l'équité interne ou d'un décalage manifeste par rapport au marché externe.

La part variable a pour objet principal de rétribuer la contribution des dirigeants aux résultats du Groupe.

Les montants ci-dessous reprennent les parts variables payées en 2024 au titre de 2023 et payées en 2023 au titre de 2022.

La part variable versée en 2024 au titre de l'exercice 2023 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRpg, EBIT, *free cash-flow*, dette nette économique) et pour 35% sur des critères qualitatifs et extra-financiers.

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS BRUTES, AVANTAGES EN NATURE INCLUS, DES DIRIGEANTS NON-MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF) (1)

En euros	2024	2023
Fixe	4 680 538	4 635 909
Variable	5 434 868	5 307 097
TOTAL	**10 115 406**	**9 943 006**
Nombre de membres	9	10

(1) Les rémunérations s'entendent : fixe + rémunération variable annuelle au titre de l'exercice.

Provisions de Retraites

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

4.2.6 Attribution d'Actions de Performance [(1)]

Les informations présentées dans cette Section forment le rapport spécial sur les attributions gratuites d'actions prévu à l'article L. 225-197-4 du Code de commerce.

4.2.6.1 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance

4.2.6.1.1 Disponibilité des Actions de Performance

Les articles L. 225-197-1 et L. 22-10-59 du Code de commerce imposent des restrictions à la libre disponibilité des Actions de Performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux à l'occasion des plans d'attribution.

Conformément à ces dispositions légales, un dispositif a été mis en place prévoyant l'obligation de conserver sous forme d'actions au nominatif un certain pourcentage déterminé par le Conseil d'Administration des Actions de Performance acquises. L'objectif est qu'au bout d'un certain temps, les dirigeants mandataires sociaux, et plus largement les membres du Comité Exécutif, détiennent un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à une fraction de leur rémunération.

Le Conseil d'Administration du 1er mars 2017, sur recommandation du CNRG, a actualisé comme suit le dispositif préexistant :

- objectif fixé : constituer un portefeuille d'actions équivalent à deux années de rémunération fixe pour la Directrice Générale et à 1,5 année pour les autres membres du Comité Exécutif. Cet objectif est fixé en nombre d'actions pour chaque intéressé, ce nombre étant calculé sur la base de la rémunération fixe annuelle en vigueur au 1er janvier de l'exercice considéré et sur la moyenne des cours de bourse de l'exercice qui précède ;
- jusqu'à l'atteinte de l'objectif : conservation de deux tiers des Actions de Performance acquises.

4.2.6.1.2 Plans d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance au titre de l'exercice 2024

Autorisation de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 30 avril 2024 a décidé, dans sa 28e résolution, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur de certains salariés et/ou mandataires sociaux des sociétés du Groupe (y compris les mandataires sociaux exécutifs de la Société) dans la limite de 0,75% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution, avec un sous-plafond annuel de 0,25% de ce même capital social et un sous-plafond de 0,025% du capital au titre de l'attribution d'Actions de Performance aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs de la Société.

Plan d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2024 (Conseil d'Administration du 30 avril 2024)

Dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 précitée, le Conseil d'Administration a décidé de mettre en œuvre un plan d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance.

Les conditions de ce plan, applicable au Directeur Général et à certains cadres et dirigeants, hauts potentiels et contributeurs clés du Groupe, sont décrites à la Section 4.2.3.2 "Politique de Rémunération du Directeur Général au titre de 2025".

4.2.6.2 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du groupe ENGIE durant l'exercice 2024 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

TABLEAU 6 – POSITION RECOMMANDATION AMF – DOC-2021-02 (ANNEXE 2)

Actions de performance attribuées durant l'exercice à chaque dirigeant mandataire social par l'émetteur et par toute société du Groupe

	N° et date du plan	Nombre d'actions attribuées durant l'exercice	Valorisation des actions selon la méthode retenue pour les comptes consolidés *(en euros)*	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Conditions de performance
Catherine MacGregor	30/04/2024	120 000	11,37	30/04/2027	30/04/2027	100% des actions sont soumises à des critères de performance (voir Section 4.2.3.2)

Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2024

Néant.

(1) Il est rappelé que depuis le 9 novembre 2017, il n'existe plus de stock-options ENGIE.

Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

	2019	2020		2021	
	Plan 2019	**Plan 2020**	**Plan Traders 2020**	**Plan 2021**	**Plan Traders 2021**
Date de l'AG d'autorisation	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	20/05/2021	20/05/2021
Date du Conseil d'Administration de décision	17/12/2019	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022
Valeur de l'action *(en euros)* (1)	11,59	9,93	10,9	9,28	12,13
Début de la période d'acquisition (2)	17/12/2019	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022
Fin de la période d'acquisition	14/03/2023 (3)	14/03/2024 (7)	14/03/2023 (11) 14/03/2024 (11)	14/03/2025 (13)	14/03/2024 (11) 14/03/2025 (11)
Début de la période de conservation	néant (4)	néant (8)	néant	néant (14)	néant
Fin de la période de conservation	néant (5)	néant (9)	néant	néant (15)	néant
Conditions associées	(6)	(10)	(12)	(16)	(17)
Droits en acquisition au 31/12/2023	116 914	4 406 850	139 051	4 617 905	421 679
Actions acquises du 01/01/2024 au 31/12/2024	116 914	4 062 660	136 406	1 450	203 795
Droits annulés du 01/01/2024 au 31/12/2024	0	199 190	2 645	244 420	14 149
Solde des droits au 31/12/2024	116 914	145 000	0	4 372 035	203 735

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés).
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition.
(3) 14 mars 2024 pour les principaux dirigeants hors de France et en Belgique.
(4) 15 mars 2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.
(5) 15 mars 2024 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.
(6) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRpg des exercices 2021 et 2022, 1/3 sur le ROCE des exercices 2021 et 2022, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, Innogy, RWE, Naturgy (ex-Gas Natural), Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON, Uniper, RWE et Innogy sont comptabilisées pour 50% chacune pour les besoins de la pondération. Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.
(7) 15 mars 2025 pour les principaux dirigeants hors de France.
(8) 15 mars 2024 pour les principaux dirigeants en France.
(9) 15 mars 2025 pour les principaux dirigeants en France.
(10) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRpg des exercices 2022 et 2023, 1/3 sur le ROCE des exercices 2022 et 2023, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, RWE, Naturgy, Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique. Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.
(11) Pour la moitié des titres.
(12) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2022 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2023 pour 50%.
(13) 15 mars 2026 pour les principaux dirigeants hors de France.
(14) 15 mars 2025 pour les principaux dirigeants en France.
(15) 15 mars 2026 pour les principaux dirigeants en France.
(16) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : 30% ROCE 2024 par rapport à ROCE cible, 25% performance du TSR par rapport au Panel (composé d'EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE), 25% croissance RNRpg ENGIE par rapport au même Panel, 20% conditions extra-financières portant sur la RSE (réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%), augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)). Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires..
(17) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2023 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2024 pour 50%.

	2022			2023	2024
	Plan DG 2022	Plan 2022	Plan Traders 2022	Plan DG 2023	Plan 2024
Date de l'AG d'autorisation	21/04/2022	21/04/2022	21/04/2022	21/04/2022	30/04/2024
Date du Conseil d'Administration de décision	21/04/2022	08/12/2022	20/02/2023	20/02/2023	30/04/2024
Valeur de l'action *(en euros)* (1)	8,79	10,24	10,89	9,91	11,78
Début de la période d'acquisition (2)	21/04/2022	08/12/2022	20/02/2023	20/02/2023	30/04/2024
Fin de la période d'acquisition	14/03/2025	14/03/2026 (4)	14/03/2025 (8) 14/03/2026 (8)	14/03/2026	30/04/2027
Début de la période de conservation	15/03/2025	néant (5)	néant	14/03/2026	néant
Fin de la période de conservation	15/03/2026	néant (6)	néant	15/03/2027	néant
Conditions associées	(3)	(7)	(9)	(7)	(10)
Droits en acquisition au 31/12/2023	120 000	4 621 200	593 327	120 000	néant
Actions acquises du 01/01/2024 au 31/12/2024	0	500	0	0	
Droits annulés du 01/01/2024 au 31/12/2024	0	121 200	6 949	0	71 550
Solde des droits au 31/12/2024	120 000	4 499 500	586 378	120 000	4 982 050

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés).
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition.
(3) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : 30% ROCE 2024 par rapport à ROCE cible, 25% performance du TSR par rapport au Panel (composé d'EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE), 25% croissance RNRpg ENGIE par rapport au même Panel, 20% conditions extra-financières portant sur la RSE (réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%), augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)). Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.
(4) 14 mars 2027 pour les principaux dirigeants hors de France.
(5) 15 mars 2026 pour les principaux dirigeants en France.
(6) 15 mars 2027 pour les principaux dirigeants en France.
(7) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : 30% ROCE 2025 par rapport à ROCE cible, 25% performance du TSR par rapport au Panel (composé d'EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE), 25% croissance RNRpg ENGIE par rapport au même Panel, 20% conditions extra-financières portant sur la RSE (réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%), augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)). Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 500 actions attribuées aux autres bénéficiaires.
(8) Pour la moitié des titres.
(9) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2024 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2025 pour 50%.
(10) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes de promotion de l'innovation et des projets de transformation : 35% moyenne des ROACE cibles sur 3 ans, 35% du TSR par rapport à l'indice EUROSTOXX Utilities sur 3 ans, 30% conditions extra-financières portant sur la RSE (émissions de GES liées à la production d'énergie et à l'usage des produits vendus (15%), capacité renouvelables installées (5%) et part des femmes dans le management (10%)

Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par les dirigeants mandataires sociaux au 31 décembre 2024

Néant.

4.2.6.3 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2024 par ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des actions ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Nombre total d'actions attribuées	Valeur de l'action [1] *(en euros)*	Société émettrice	Plan
545 000	11,78	ENGIE	30/04/2024

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

4.2.6.4 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2024

	Date de la transaction	Type de la transaction	Instrument financier	Quantité	Prix unitaire *(en euros)*	Prix de l'opération *(en euros)*
Brégier Fabrice	23/02/2024	Acquisition	Actions	2 000	14,8320	29 664
Arbola Sébastien	15/03/2024	Acquisition d'actions de performance [1] [2] [3]	Actions	40 250	[4]	[4]
Almirante Paulo	15/03/2024	Acquisition d'actions de performance [2]	Actions	60 000	[4]	[4]
Prévieu Cécile	15/03/2024	Acquisition d'actions de performance [2] [3]	Actions	25 000	[4]	[4]
Waysand Claire	15/03/2024	Acquisition d'actions de performance [3]	Actions	60 000	[4]	[4]
Giannuzzi Michel	07/06/2024	Acquisition	Actions	2 500	14,9690	37 422,50
MacGregor Catherine	05/08/2024	Acquisition	Actions	36 000	14,6770	528 372

(1) Acquisition d'Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice 2019.
(2) Acquisition d'Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice 2020.
(3) Acquisition d'Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice 2021.
(4) Dès lors que les Actions de Performance sont acquises, leur valeur brute est corrélée au cours de bourse de l'action d'ENGIE étant précisé qu'au 19 mars 2024, le cours de bourse de l'action d'ENGIE s'élevait à 15,2740 euros.

4.3 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES EN MATIÈRE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Pour prévenir les situations de conflits d'intérêts au sein des sociétés anonymes, le Code de commerce prévoit une procédure d'autorisation et de contrôle des conventions entre la Société et ses mandataires sociaux ou ses actionnaires significatifs.

Il en est de même des conventions conclues avec une autre société avec qui elle a des mandataires sociaux communs.

Cette procédure d'autorisation et de contrôle des conventions réglementées est organisée en cinq phases :

- information du Conseil d'Administration ;
- autorisation préalable de toute conclusion, modification, renouvellement et résiliation d'une convention réglementée par le Conseil d'Administration ;
- information des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées autorisées au cours de l'exercice et sur celles déjà autorisées et dont l'effet perdure dans le temps ;
- rapport spécial des Commissaires aux comptes ; et
- consultation de l'Assemblée Générale Ordinaire. Après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes, l'Assemblée approuve ou désapprouve les conventions.

Sans être formellement soumises à cette procédure, les conventions déjà autorisées et dont l'exécution se poursuit, font l'objet d'un examen annuel par le Conseil.

Leur existence et leurs conséquences sont rappelées dans le rapport présenté par les Commissaires aux comptes à l'Assemblée Générale (Section 4.5).

4.3.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales

Conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-12 du Code de commerce et sur recommandation du Comité d'Audit, le Conseil d'Administration a adopté le 17 décembre 2019 une procédure permettant d'évaluer si les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales par la Société remplissent bien ces conditions (www.engie.com/statuts-ENGIE).

Un comité interne au sein du Secrétariat Général d'ENGIE, informé de tout projet de convention susceptible d'être qualifié de convention réglementée ou de convention courante, a pour mission d'analyser les caractéristiques de ladite convention et ainsi de la soumettre soit à la procédure d'autorisation et de contrôle prévue pour les conventions réglementées, soit de la qualifier de convention portant sur des opérations courantes conclues à des conditions normales.

Cette procédure prévoit également un suivi sous forme d'information annuelle sur sa mise en œuvre au Comité d'Audit et au Conseil d'Administration. Dans le respect de la réglementation, il est aussi rappelé que les personnes directement ou indirectement intéressées à l'une desdites conventions ne participent ni aux débats ni aux votes relatifs à leur évaluation et leur adoption.

4.3.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées

Le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées visées aux articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce au titre de l'exercice 2024 figure à la Section 4.5.

Le détail des opérations avec les parties liées telles que visées par les normes adoptées conformément au Règlement européen (CE) 1606/2002, figure à la Note 20 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

4.3.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de contrat de service liant les membres des organes d'administration ou de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales, prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.3.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations

Les actionnaires de la Société ont consenti au Conseil d'Administration les délégations de compétence et autorisations en matière financière ci-après :

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 30 AVRIL 2024

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
5e	Autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société	**18 mois jusqu'au 29 octobre 2025** Met fin, pour la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 26/04/2023 (5e résolution)	Prix maximum d'achat : **30 €** Détention maximum : **10%** du capital Montant cumulé des acquisitions : **7,3** milliards d'euros ***Non utilisable en période d'offre publique visant la société***	Détention au 31/12/2024 de 0,39% du capital social	Reste 9,61% du capital
17e	Émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières avec maintien du DPS (1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 2 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (16e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions (2) (3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
18e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS(1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (17e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions (2) (3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
19e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS (1) dans le cadre d'une offre visée à l'article L.411-2, 1° du Code monétaire et financier *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (18e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions (2) (3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
20e	Augmentation du montant des augmentations de capital (*green-shoe*) réalisées en applications des 17e, 18e et 19e résolutions *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (19e résolution)	Maximum de **15%** de l'émission initiale (2) (3)	Néant	Intégralité de l'autorisation

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
21e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières en rémunération d'apports de titres consentis à la Société dans la limite de 10% du capital social *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (20e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions [2] [3] et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
23e	Émission d'actions par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (22e résolution)	Montant global des sommes pouvant être incorporées (hors plafond)	Néant	Intégralité de l'autorisation
24e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions auto-détenues	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 26/04/2023 (16e résolution)	10% du capital par période de 24 mois	Réduction par annulation de 2 259 865 actions auto détenues dans le cadre de l'opération LINK 2024 du 7 novembre 2024 • *Soit 0,09% du capital social*	9,91% du capital
25e	Augmentation de capital social réservée aux salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise du groupe ENGIE	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 26/04/2023 (14e résolution)	**2%** du capital le jour de la mise en œuvre de la délégation. **Montant commun avec la 26e résolution de l'AGM du 30/04/2024** [3]	Augmentation de capital de 1 835 029 actions dans le cadre de l'opération LINK 2024 du 7 novembre 2024 • *Soit 0,08% du capital social*	1,90% du capital [4]
26e	Augmentation de capital réservée à toutes entités constituées dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE	**18 mois jusqu'au 29 octobre 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 26/04/2023 (15e résolution)	**0,5%** du capital social le jour de la mise en œuvre de la délégation, **montant s'imputant sur le plafond de 2% visé à la 25e résolution de l'AGM du 30/04/2024** [3]	Augmentation de capital de 424 836 actions dans le cadre de l'opération LINK 2024 du 7 novembre 2024 • *Soit 0,02% du capital utilisé*	1,90% du capital [4]

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
27e	Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur, d'une part, de l'ensemble des salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE (à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE) et, d'autre part, des salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE *(Plans Monde)*	**38 mois jusqu'au 29 juin 2027** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (26e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social, **plafond commun aux 27e et 28e résolutions de l'AGM du 30/04/2024** (5)	Néant	Intégralité de l'autorisation
28e	Autorisation à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur de certains salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE (y compris les mandataires sociaux exécutifs la société ENGIE) *(Plans Discrétionnaires)*	**38 mois jusqu'au 29 juin 2027** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 21 /04/2022 (27e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social et d'un sous-plafond de 0,025% du capital pour l'attribution d'actions de Performance aux DMS (7) exécutifs sur toute la période de validité de l'autorisation, soit 38 mois), **plafond commun aux 27e et 28e résolutions de l'AGM du 30/04/2024** (5)	Pour 2024 *En date du 30 avril 2024* Attribution de 5 742 100 actions de performance, dont 144 000 actions de performance à la Directrice Générale. • *Soit 0,24% du capital au 31 décembre 2024.*	0,51% du capital (6)

(1) DPS : Droit Préférentiel de Souscription.
(2) Montants communs aux émissions de valeurs mobilières décidées au titre des 17e, 18e, 19e, 20e et 21e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024.
(3) Plafond commun fixé par la 22e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024, aux 17e, 18e, 19e, 20e, 21e, 25e et 26e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024: 265 millions d'euros.
(4) Montant commun non utilisé pour les autorisations décidées au titre des 25e et 26e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024.
(5) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024, pour les attributions décidées au titre des 27e et 28e résolutions.
(6) Montant commun non utilisé pour les autorisations décidées au titre des 27e et 28e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024.
(7) DMS : Dirigeants mandataires sociaux.

4.3.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales

Convocation aux assemblées (articles 20, 21 et 22 des statuts)

Les Assemblées Générales Ordinaires et Extraordinaires et, le cas échéant, les Assemblées Spéciales sont convoquées, se réunissent et délibèrent dans les conditions prévues par la loi. L'ordre du jour des Assemblées est arrêté par l'auteur de la convocation ; toutefois, un ou plusieurs actionnaires peuvent, dans les conditions prévues par la loi, requérir l'inscription à l'ordre du jour de projets de résolutions.

L'assemblée se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

Les Assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'Administration ou, en son absence, par le Vice-Président du Conseil d'Administration, un Directeur Général Délégué s'il est lui-même Administrateur ou en l'absence de celui-ci, par un Administrateur spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'Assemblée élit elle-même son Président.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'assemblée présents et acceptant cette fonction disposant du plus grand nombre de voix. Le bureau désigne le secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi. Les procès-verbaux des Assemblées sont établis et leurs copies sont délivrées et certifiées dans les conditions prévues par la loi.

Participation aux Assemblées (article 20 des statuts)

Tout actionnaire a le droit d'assister aux Assemblées à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux Assemblées ou de s'y faire représenter est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire au deuxième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Le Conseil d'Administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes pour l'accès à l'Assemblée Générale.

Si le Conseil d'Administration le décide au moment de la convocation de l'assemblée, les actionnaires pourront participer à l'assemblée par visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou télétransmission, y compris internet, permettant leur identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au *Bulletin des annonces légales obligatoires* (BALO).

Droit de vote (articles 10, 11, 12 et 20 des statuts)

Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles. Depuis le 2 avril 2016, conformément à l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (voir Section 5.1.1.3 "Droits de vote").

Les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Lorsque les actions sont l'objet d'un usufruit, les droits de vote attachés à ces actions appartiennent à l'usufruitier dans les Assemblées Générales Ordinaires et au nu-propriétaire dans les Assemblées Générales Extraordinaires.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Tout actionnaire peut se faire représenter dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements dans toutes les Assemblées. Les propriétaires de titres mentionnés au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit. Tout actionnaire peut voter par correspondance dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements. Les actionnaires peuvent, dans les conditions fixées par les lois et règlements, adresser leur formule de procuration et de vote par correspondance, soit sous forme papier, soit, sur décision du Conseil d'Administration publiée dans l'avis de réunion et l'avis de convocation, par télétransmission.

Dividendes (article 26.2 des statuts)

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice, bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10% du dividende versé aux autres actions. Cette majoration est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément au Code de l'énergie et au décret n°2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie (voir Section 5.4.4 "Action spécifique").

4.3.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE

Conformément à l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, les éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange sont précisés aux Sections 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social", 4.1 "Organisation et fonctionnement de la gouvernance", 4.1.2 "Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration", 4.2 "Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif", 4.3.4 "Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations", 4.3.5 "Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales", 5.4.2 "Répartition du capital", 5.4.3 "Franchissement de seuils légaux", 5.4.4 "Action spécifique" et 7.1 "Informations générales concernant ENGIE et ses statuts".

4.3.7 Mandats des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Société représentée par Mmes Laurence Dubois et Nadia Laadouli.

6, place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense Cedex

Deloitte & Associés, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Ernst & Young et Autres

Société représentée par Mme Sarah Kokot et M Guillaume Rouger.

1/2, place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris La Défense 1

Ernst & Young et Autres, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 19 mai 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Antérieurement, le cabinet Ernst & Young Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

4.4 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

ENGIE poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code Afep-Medef de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées, actualisé en décembre 2022, à l'exception des points suivants :

Recommandations du Code Afep-Medef	Explications
18.1 Composition S'agissant du Comité des Nominations, il ne doit comporter aucun dirigeant mandataire social exécutif et être composé majoritairement d'Administrateurs indépendants. Il est recommandé que le Président du Comité soit indépendant et qu'un Administrateur salarié en soit membre.	Chacun des comités du Conseil comprend soit un Administrateur salarié, soit un Administrateur représentant les salariés actionnaires. En cohérence avec la prise de fonctions de deux Administrateurs salariés en 2022, et l'adéquation des profils avec les participations au Comité, ENGIE a pris la décision de nommer en qualité de membre au CNRG, une Administratrice représentant les salariés actionnaires. Un éventuel ajustement sera étudié à l'échéance du mandat de l'Administratrice représentant les salariés actionnaires, en avril 2025, ainsi que du profil des Administrateurs représentant les salariés disponibles.

4.5 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

À l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société, des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions soumises à l'approbation de l'assemblée générale

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention autorisée et conclue au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale

Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Avec M. Clamadieu, président du conseil d'administration de votre société

a) Couverture de prévoyance

Nature, objet et modalités

Le conseil d'administration du 19 juin 2018 a décidé d'accorder au président du conseil d'administration un contrat de couverture de prévoyance équivalente à celle de tous les cadres dirigeants de votre société en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par votre société. Ce contrat assure une garantie décès et une garantie arrêt de travail.

b) Couverture de frais de santé

Nature, objet et modalités

Le conseil d'administration du 11 décembre 2018 a décidé d'accorder au président du conseil d'administration un contrat de couverture de frais de santé équivalente à celle de tous les cadres dirigeants de votre société en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par votre société. Ce contrat assure les postes standards de garanties en matière de remboursement de frais de santé pour l'assuré et ses bénéficiaires.

Paris-La Défense, le 7 mars 2025

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Laurence Dubois	Nadia Laadouli	Sarah Kokot	Guillaume Rouger



5

INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT

5.1 Informations sur le capital 304
5.1.1 Capital social et droits de vote 304
5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital 304
5.1.3 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices 305
5.1.4 Rachat d'actions 305

5.2 Titres non représentatifs du capital 307
5.2.1 Titres super-subordonnés 307
5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN) 307
5.2.3 Emprunts obligataires 307

5.3 Obligations vertes 308
5.3.1 Description de l'obligation 308
5.3.2 Projets et critères d'éligibilité 309
5.3.3 Projets Verts Éligibles 310
5.3.4 Rapport de l'un des commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'affectation, au 31 décembre 2024, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « Green Bonds » du 6 septembre 2023, du 6 décembre 2023, du 6 mars 2024, du 14 juin 2024 et du 28 octobre 2024 316

5.4 Actionnariat 318
5.4.1 Cotation boursière 318
5.4.2 Répartition du capital 318
5.4.3 Franchissement de seuils légaux 319
5.4.4 Action spécifique 319
5.4.5 Politique de distribution des dividendes 320
5.4.6 Pacte d'actionnaires 320

5.5 Calendrier des communications financières 320

5.1 INFORMATIONS SUR LE CAPITAL

5.1.1 Capital social et droits de vote

5.1.1.1 Capital social

Les actions ENGIE sont cotées en bourse sur le compartiment A d'Euronext Paris et Euronext Bruxelles sous le code ISIN FR0010208488 et le code mnémonique ENGI. L'action ENGIE fait partie de l'indice CAC 40, principal indice publié par Euronext Paris et est éligible au Service du Règlement Différé (SRD). ENGIE est également présent dans les principaux indices suivants : SBF 120, STOXX Europe 600, STOXX Europe 600 Utilities, Euro STOXX Utilities, MSCI Europe, MSCI Europe Utilities.

Au 31 décembre 2024, le capital social d'ENGIE s'établit à 2 435 285 011 euros, divisé en 2 435 285 011 actions entièrement libérées d'un euro de nominal chacune.

5.1.1.2 Nantissement, garanties et sûretés

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

Autres nantissements

En millions d'euros	Valeur totale	2025	2026	2027	2028	2029	De 2030 à 2034	> 2034	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	73	-	-	-	-	-	69	4	7 964	0,9%
Immobilisations corporelles	1 490	36	7	2	2	5	14	1 424	64 388	2,3%
Titres de participation	2 927	553	57	459	-	-	789	1 069	9 502	30,8%
Comptes bancaires	406	115	120	62	10	15	68	15	16 928	2,4%
Autres actifs	921	528	70	38	14	6	7	258	43 708	2,1%
TOTAL	**5 817**	**1 232**	**255**	**561**	**25**	**26**	**947**	**2 770**	**142 490**	**4,1%**

Remarque : le total du nantissement sur titres peut porter sur des titres consolidés dont la valeur est nulle dans le bilan consolidé (élimination de ces titres par la consolidation).

5.1.1.3 Droits de vote

Chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Toutefois, conformément à l'article L. 22-10-46 et L. 225-123 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double.

Au 31 décembre 2024, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 3 227 473 913 droits de vote théoriques.

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Par ailleurs, conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique (pour plus d'information se référer à la Section 5.4.4 "Action spécifique").

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital

Au 31 décembre 2024, il n'existe aucune option, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital d'ENGIE.

5.1.3 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices

Date	Événement	Nominal *(en euros)*	Prime *(en euros)*	Capital *(en euros)*	Nombre d'actions	Valeur nominale par action *(en euro)*
22/12/2022	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 2 310 951 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe (Link 2022)	2 310 951	22 000 254	2 437 595 962	2 437 595 962	1,00
22/12/2022	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 770 823 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée au profit de *Link International Employees* (Link 2022)	770 823	7 338 235	2 438 366 785	2 438 366 785	1,00
22/12/2022	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 3 081 774 actions auto-détenues	-3 081 774	-	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00
07/11/2024	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 1 717 174 actions au titre des souscriptions par les compartiments Link Classic 2024 et Link Multiple INT 2024 du FCPE LINK INTERNATIONAL	1 717 174	20 073 764	2 437 002 185	2 437 002 185	1,00
07/11/2024	Augmentation du capital social résultant de l'attribution gratuite d'actions nouvellement émises dans le cadre de la souscription par le biais du compartiment LINK Classic 2024	117 855	-	2 437 120 040	2 437 120 040	1,00
07/11/2024	Augmentation du capital social résultant de la souscription de la société ECRINVEST d'actions nouvelles ENGIE	424 836	4 966 333	2 437 544 876	2 437 544 876	1,00
07/11/2024	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 2 259 865 actions auto-détenues	-2 259 865	-	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00

5.1.4 Rachat d'actions

5.1.4.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024, dans sa 5e résolution, a autorisé la Société à opérer sur ses propres actions en vue de la gestion de ses fonds propres dans les conditions fixées par les conditions légales et réglementaires applicables.

Conditions d'achat :

- prix d'achat maximum unitaire autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition) ;
- nombre maximum d'actions pouvant être achetées pendant la durée du programme : 10% du capital social ;
- montant maximum cumulé des acquisitions, net de frais : 7,3 milliards d'euros.

Un contrat de liquidité d'un an, renouvelable par tacite reconduction, d'un montant initial de 55 millions d'euros a été conclu le 2 mai 2006 sur Euronext Paris avec Rothschild et Cie Banque. Ce contrat a fait l'objet de divers amendements, le dernier amendement significatif ayant été signé le 24 janvier 2019 afin de se mettre en conformité avec la décision du 2 juillet 2018 de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) fixant le montant maximum du contrat à 50 millions d'euros, à compter du 1er janvier 2019.

Ce contrat a notamment pour objet de réduire la volatilité de l'action ENGIE et donc le risque perçu par les investisseurs. Il est conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association française des entreprises d'investissement. Ce contrat a poursuivi ses effets en 2024.

Entre le 1er janvier et le 31 décembre 2024, la Société a acquis 39 550 834 actions pour une valeur globale de 599,9 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,17 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 39 550 834 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 600,1 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,17 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 31 décembre 2024, ENGIE a acquis 13 410 300 actions pour une valeur globale de 213,3 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,90 euros) en couverture du plan d'actionnariat salarié.

Entre le 1er janvier et le 25 février 2025, ENGIE a acquis 5 395 678 actions pour une valeur globale de 85 082 524 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,769 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 5 370 678 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 84 669 824 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,765 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 25 février 2025, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

Au 25 février 2025, la Société détenait 0,389% de son capital, soit 9 468 689 actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

5.1.4.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale du 24 avril 2025

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-5 du Règlement général de l'AMF, de décrire les objectifs et les modalités du programme de rachat par ENGIE de ses propres actions qui sera soumis à l'Assemblée Générale convoquée le 24 avril 2025.

A. Principales caractéristiques du programme

Les principales caractéristiques potentielles de ce programme sont précisées ci-après :

- titres concernés : actions cotées sur l'Eurolist – SRD à la Bourse de Paris, ou Eurolist à la Bourse de Bruxelles ;
- pourcentage de rachat maximum autorisé par l'Assemblée Générale : 10% du capital social ;
- prix d'achat unitaire maximum autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition).

B. Objectifs du programme de rachat

Les objectifs poursuivis par ENGIE dans le cadre de ce programme de rachat d'actions sont présentés ci-après :

- l'animation du cours par un prestataire de services d'investissements dans le cadre de contrats de liquidité ;
- l'annulation ultérieure des actions rachetées dans le cadre d'une réduction de capital qui serait décidée ou autorisée par l'Assemblée Générale Extraordinaire ;
- l'attribution ou la cession d'actions à des salariés ou anciens salariés ou à des mandataires sociaux ou anciens mandataires sociaux du Groupe ;
- la mise en œuvre de plans d'options d'actions, d'attribution gratuite d'actions existantes ou de plans d'actionnariat salarié mis en place dans le cadre de plans d'épargne salariale ;
- l'attribution ou la cession d'actions à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international ;
- la conservation et la remise ultérieure d'actions à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opération de croissance externe, dans la limite de 5% du capital social ;
- la couverture de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution d'actions de la Société par remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant droit par remboursement, conversion, échanges, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société ;
- la mise en œuvre de toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

C. Modalités

Part maximale du capital pouvant être acquise et montant maximal payable par ENGIE

La part maximale du capital acquise par ENGIE ne pourra dépasser 10% du capital de la Société estimé à la date de l'Assemblée Générale, soit 243,5 millions d'actions environ, pour un montant maximal théorique de 7,3 milliards d'euros. ENGIE se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

ENGIE détenait directement, au 31 décembre 2024, 9 443 689 actions, soit 0,39% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée Générale, porter sur 234 millions d'actions, représentant 9,61% du capital, soit un montant maximum de 7 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé pour une durée de 18 mois à compter du 24 avril 2025, date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 23 octobre 2026.

5.1.4.3 Valeur comptable et valeur nominale

La valeur comptable et la valeur nominale des actions détenues par ENGIE elle-même ou en son nom, ou par ses filiales sont indiquées respectivement à la Note 7 "Valeurs mobilières de placement" de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux" et à la Section 5.1.3 "Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices".

5.2 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL

5.2.1 Titres super-subordonnés

Le 2 juin 2024, ENGIE a exercé l'option de remboursement de l'obligation FR0011942283, dont le solde était de 337,8 millions d'euros.

Par ailleurs, le 14 juin 2024, ENGIE a procédé à l'émission de deux nouveaux emprunts pour un montant total de 1 835 millions d'euros de titres super-subordonnés à durée indéterminée (voir également Section 5.3 "Obligations vertes").

Concomitamment, ENGIE a lancé une offre de rachat sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée refinancés par la nouvelle émission. Au terme de cette offre un montant nominal de 852,3 millions d'euros a été remboursé (545,5 millions de l'obligation FR0013398229, et 306,8 millions de l'obligation FR0013431244).

Suite à ces opérations, l'encours des titres super-subordonnés s'établit au 31 décembre 2024 comme suit :

Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement [1]	Montant en cours *(en millions d'euros)*	Place de cotation	Code ISIN
EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle	28/11/2024	454,5	Paris	FR0013398229
EUR	1,625%	08/07/2019	Perpétuelle	08/04/2025	193,2	Dublin	FR0013431244
EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle	30/05/2028	850,0	Paris	FR0014000RR2
EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle	02/01/2031	705,1	Paris	FR00140046Y4
EUR	4,750%	14/06/2024	Perpétuelle	14/06/2030	800,0	Paris	FR001400QOK5
EUR	5,125%	14/06/2024	Perpétuelle	14/06/2033	1 035,0	Paris	FR001400QOL3

(1) Date de remboursement anticipé la plus proche selon conditions applicables.

L'ensemble de ces titres bénéficient d'un rating Baa3 par Moody's, BBB- par Standard & Poor's et BBB par Fitch.

Conformément aux dispositions d'IAS 32, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe (voir Note 16.2.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

En janvier 2025, conformément à la possibilité qui lui en est laissée, ENGIE a notifié aux porteurs de l'obligation FR0013398229 sa décision d'exercer son option de remboursement du solde restant en date du 28 février 2025, soit 454,5 millions d'euros.

5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN)

ENGIE dispose d'un programme d'*Euro Medium Term Note* (EMTN) de 40 milliards d'euros. Ce programme, dont la durée de validité est de 12 mois, est renouvelé chaque année. La version la plus récente du prospectus de base du programme est disponible sur le site internet d'ENGIE (www.engie.com/finance/credit/programmes-obligataires).

5.2.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2024 émises par la Société sont détaillées en Note 11 "Dettes financières" de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

5.3 OBLIGATIONS VERTES

5.3.1 Description de l'obligation

Pour accompagner le plan de développement du Groupe en ligne avec sa raison d'être, notamment dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, ENGIE SA a procédé en 2024 à l'émission de cinq nouvelles obligations vertes, dont trois de type senior et deux de type hybride, pour des montants totaux de respectivement 3 235 millions d'euros et 500 millions de livres sterling.

L'encours de 480 millions d'euros d'une obligation verte émise en 2017 (ISIN FR0013245859) a été remboursé à son échéance contractuelle en mars 2024.

Par ailleurs, une opération de rachat a été lancée sur l'obligation hybride verte de 2019 (ISIN FR0013398229) concomitamment à l'émission des nouvelles obligations hybrides vertes en juin 2024. À l'issue de cette opération, l'encours de l'instrument a été réduit à 454,5 millions d'euros

À la suite de ces opérations, l'encours d'obligations vertes émises par ENGIE SA s'établit au 31 décembre 2024 comme suit :

Type	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Montant en cours *(en millions de devises)*	Place de cotation	Code ISIN	Détails des allocations
Senior	EUR	2,375%	19/05/2014	19/05/2026	1 246,3	Paris	FR0011911247	Documents de Référence 2014, 2015 et 2016
Senior	EUR	1,500%	27/03/2017	27/03/2028	800	Paris	FR0013245867	Document de Référence 2017
Senior	EUR	1,375%	28/09/2017	28/02/2029	750	Paris	FR0013284254	Document de Référence 2018
Hybride	EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle (28/11/2024 (1))	454.5	Paris	FR0013398229	Document d'enregistrement universel 2019
Senior	EUR	0,375%	21/06/2019	21/06/2027	750	Paris	FR0013428489	Document d'enregistrement universel 2020
	EUR	1,375%	21/06/2019	21/06/2039	750	Paris	FR0013428513	
Senior	EUR	0,500%	24/10/2019	24/10/2030	900	Paris	FR0013455813	
Senior	EUR	1,750%	27/03/2020	27/03/2028	750	Paris	FR0013504677	Documents d'enregistrement universel 2020 et 2021
	EUR	2,125%	27/03/2020	30/03/2032	750	Paris	FR0013504693	
Hybride	EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle (30/05/2028 (1))	850	Paris	FR0014000RR2	
Hybride	EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle (02/01/2031 (1))	705,1	Paris	FR00140046Y4	Document d'enregistrement universel 2021
Senior	EUR	0,375%	26/10/2021	26/10/2029	750	Paris	FR0014005ZP8	Document d'enregistrement universel 2021 et 2022
	EUR	1,000%	26/10/2021	26/10/2036	750	Paris	FR0014005ZQ6	
Senior	EUR	3,500%	27/09/2022	27/09/2029	650	Paris	FR001400A1H6	Document d'enregistrement universel 2022
Senior	EUR	3,625%	11/01/2023	11/01/2030	1 100 (2)	Paris	FR001400F1G3	Document d'enregistrement universel 2023
	EUR	4,000%	11/01/2023	11/01/2035	1 175 (2)	Paris	FR001400F1I9	
	EUR	4,250%	11/01/2023	11/01/2043	750	Paris	FR001400F1M1	
Senior	GBP	5,625%	03/04/2023	03/04/2053	650	Paris	FR001400H1V0	
Senior	CHF	2,340%	04/07/2023	04/01/2027	190	SIX	CH1277582008	
	CHF	2,490%	04/07/2023	04/07/2031	225	SIX	CH1277582016	
Senior	EUR	4,500%	06/09/2023	06/09/2042	900	Paris	FR001400KHI6	Document d'enregistrement universel 2023 et 2024
Senior	EUR	3,875%	06/12/2023	06/12/2033	900	Paris	FR001400MF86	Document d'enregistrement universel 2024
Senior	EUR	3,875%	06/03/2024	06/03/2036	800	Paris	FR001400OJC7	
	EUR	4,250%	06/03/2024	06/03/2044	600	Paris	FR001400OJE3	
Hybride	EUR	4,750%	14/06/2024	Perpétuelle (14/03/2030 (1))	800	Paris	FR001400QOK5	
	EUR	5,125%	14/06/2024	Perpétuelle (14/03/2033 (1))	1,035	Paris	FR001400QOL3	
Senior	GBP	5,750%	28/10/2024	28/10/2050	500	Paris	FR001400TMR8	-

(1) Date de remboursement anticipé la plus proche selon conditions applicables
(2) Incluant augmentation par opération de TAP

Le total d'obligations vertes émises par ENGIE SA atteint 24,73 milliards d'euros fin 2024, dont 20,68 milliards d'euros toujours en cours [(1)].

Les obligations vertes répondent aux dispositions d'un cadre de référence (le *Green Bond Framework*, mis à jour et rebaptisé en mars 2020 *Green Financing Framework*, et ayant fait l'objet d'une nouvelle mise à jour en juin 2023) qu'ENGIE a défini pour ses émissions vertes. Les *Green Bond Framework* et *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/finance/credit/finance-verte

Les principes du *Green Financing Framework* de juin 2023 sont les suivants :

- les fonds levés sont alloués à des projets supportant la transition vers une économie bas carbone en lien direct avec la stratégie d'ENGIE (les "Projets Verts Éligibles"). Les Projets Verts Éligibles doivent s'inscrire dans une catégorie de projets prédéfinie et satisfaire à certains critères techniques. Les critères d'éligibilité ont été déterminés par ENGIE et validés par Moody's Investors Service. La *Second Party Opinion* délivrée par Moody's est disponible sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-06/MIS%20SPO_Engie_Final_20230613.pdf ;
- tant que les fonds levés ne sont pas intégralement alloués à des Projets Verts Éligibles (et ultérieurement en cas de modification substantielle des allocations), ENGIE s'est engagé à communiquer, dans son Document d'enregistrement universel, sur les allocations de fonds réalisées lors de la période concernée ;
- les fonds peuvent être alloués à des Projets Verts Éligibles réalisés après l'émission de l'instrument de financement vert, ou être utilisés pour refinancer des dépenses de type CAPEX ou OPEX dans des Projets Verts Éligibles ayant eu lieu dans les 24 mois précédant l'émission de l'instrument de financement vert. Les montants alloués sont calculés après déduction d'éventuels financements externes dédiés aux projets concernés ;
- les fonds levés pourront être alloués au refinancement d'autres instruments de financement verts précédemment émis par ENGIE. Pour chaque émission, ENGIE s'engage cependant à allouer au moins 50% des fonds levés à des nouvelles dépenses (dans des Projets Verts Éligibles) n'ayant pas fait l'objet d'allocations préalables ;
- au 31 décembre de chaque année, le Groupe dispose en trésorerie (et équivalents de trésorerie) d'un montant au moins égal aux fonds levés par le(s) obligation(s) verte(s), déduction faite des montants alloués à des financements de Projets Verts Éligibles à cette date.

ENGIE ambitionne d'allouer complètement chaque obligation verte dans un délai de deux ans à compter de la date d'émission (trois ans si l'obligation a une durée de 10 ans ou plus). Lorsque, pour un exercice considéré, plusieurs obligations vertes doivent être allouées, l'allocation de l'exercice sera effectuée, dans la mesure du possible, selon les principes suivants :

- d'abord par ordre d'ancienneté, c'est-à-dire par priorité aux obligations émises en premier ;
- ensuite par ordre de durée, une tranche plus courte étant allouée en priorité sur une tranche plus longue.

Dans le cas spécifique de refinancement de Projets Verts Éligibles, ces derniers seront alloués à toutes les obligations vertes en proportion des montants qui doivent encore leur être alloués.

Conformément à ses engagements, ENGIE a demandé à l'un de ses Commissaires aux comptes (Deloitte & Associés), de produire une attestation portant sur le respect des critères d'éligibilité des projets retenus et sur l'affectation des montants auxdits projets (voir Section 5.3.4).

ENGIE suit les quatre principes établis par l'*International Capital Market Association* (*Green Bond Principles)* concernant :

- l'utilisation des fonds levés ;
- les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Verts Éligibles ;
- la gestion des fonds levés ; et
- les modalités de *reporting*.

5.3.2 Projets et critères d'éligibilité

Les catégories de projets couverts par le *Green Financing Framework* de 2023 sont les suivantes :

- production d'énergie renouvelable (hydraulique, géothermie, éolien, solaire, bioénergie, hydrogène bas carbone, énergie marine) ;
- stockage d'énergie (stockage d'électricité par pompage turbinage et batteries) ;
- infrastructures de transport et de distribution (d'électricité, de gaz renouvelables et bas carbone) ;
- efficacité énergétique (dont réseau urbain de chauffage et de froid) ;
- mobilité propre (dont bornes de recharge électrique).

Les critères d'éligibilité techniques relatifs aux différentes catégories du *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-06/20230613_Engie_Green_Framework%20%28VDEF%29.pdf.

En 2017, un Comité *Green Bond/Financing* a été mis en place. Celui-ci se réunit régulièrement pour examiner les développements du marché, les Projets Verts Éligibles et valider l'allocation des obligations vertes. Il est coanimé par la Direction Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG) ainsi que la Direction Financière, et réunit la Direction des Achats, la Direction *Global Care* et les principales GBU concernées.

(1) Ce montant n'inclut pas les obligations vertes émises en 2024 par la filiale ENGIE Energia Chile et faisant l'objet d'un rapport d'allocation séparé

5.3.3 Projets Verts Éligibles

Au cours de l'année 2024, ENGIE a procédé à l'allocation de 3,5 milliards d'euros de Projets Verts Éligibles, selon la répartition suivante :

En millions d'euros **Obligations vertes *ENGIE SA* allouées**	Montant nominal	Montant alloué en 2023	Montant alloué en 2024		Solde à allouer
			Réallocations consécutives à un rachat/ remboursement	Nouvelles allocations	
Senior 19 ans septembre 2023 (ISIN FR001400KHI6)	900	766,1	14,0	119,9	-
Senior 10 ans décembre 2023 (ISIN FR001400MF86)	900	-	94,3	805,7	-
Senior 12 ans mars 2024 (ISIN FR001400OJC7)	800	-	83,8	716,2	-
Senior 20 ans mars 2024 (ISIN FR001400OJE3)	600	-	62,9	537,1	-
Hybride PNC6 juin 2024 (ISIN FR001400QOK5)	800	-	83,8	716,2	-
Hybride PNC9 juin 2024 (ISIN FR001400QOL3)	1 035	-	28,3	241,7	765,0
Senior GBP 26 ans octobre 2024 (ISIN FR001400TMR8)	600 (1)	-	-	-	600,0
TOTAL	**5 635**	**766,1**	**367,1**	**3 136,8**	**1 365,0**

(1) Montant nominal de l'émission en devise converti en euros au taux de la couverture de change/ou taux historique.

Ces allocations ont permis d'allouer la totalité des fonds levés par les quatre obligations vertes senior émises entre septembre 2023 et mars 2024, ainsi que par l'obligation verte hybride PNC6. L'obligation verte hybride PNC9 n'a été que partiellement allouée. Conformément au principe d'allocation par ordre d'ancienneté, l'obligation verte émise en octobre 2024 n'a fait l'objet d'aucune allocation en 2024.

5.3.3.1 Réallocations consécutives à un rachat/remboursement

Dans le contexte du remboursement et du rachat partiel susmentionné, les obligations vertes émises entre septembre 2023 et juin 2024 ont bénéficié de la réallocation partielle des Projets Verts Éligibles alloués aux obligations remboursées et rachetées.

La répartition des réallocations sur les différentes tranches visées est effectuée proportionnellement aux montants de fonds qui y sont alloués.

Le montant total réalloué s'élève à 367,1 millions d'euros et est établi sur base du montant d'allocation initial aux différents Projets Verts Éligibles répondant aux critères du *Green Financing Framework* de 2023.

Il se décompose de la manière suivante :

- 123,1 millions d'euros initialement alloués à l'obligation senior dont le code ISIN est FR0013245859 ;
- 244,0 millions d'euros initialement alloués à l'obligation hybride dont le code ISIN est FR0013398229.

La production d'énergie renouvelable éolienne constitue la principale catégorie de Projets Verts Éligibles réalloués (258,0 millions d'euros), suivie par le solaire (63,9 millions d'euros), la bioénergie (22,6 millions d'euros) et les infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables et bas carbone (17,6 millions d'euros).

Les montants réalloués portent sur des Projets Verts Éligibles situés dans les zones géographiques suivantes : Europe 50%, Amérique du Nord 33%, Amérique du Sud 13%, et Asie/ Océanie 4%.

5.3.3.2 Nouvelles allocations

Les principaux Projets Verts Éligibles financés par le produit des émissions d'obligations vertes réalisées entre septembre 2023 et juin 2024 et qui répondent aux conditions (des *Green Financing Framework*) susmentionnées, sont listés dans le tableau qui suit :

			Septembre 2023	Décembre 2023	Mars 2024		Juin 2024	
			FR001400 KHI6	FR001400 MF86	FR0014000 JC7	FR0014000 JE3	FR001400Q OK5	FR001400Q OL3
En millions d'euros	**Projets**	**Pays**	**Senior 900 M€ 19 ans**	**Senior 900 M€ 10 ans**	**Senior 800 M€ 12 ans**	**Senior 60 M€ 20 ans**	**Hybride 800 M€ PNC6**	**Hybride 1 035 M€ PNC9**
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE								
Solaire			**32,3**	**216,9**	**192,8**	**144,6**	**192,8**	**66,5**
Amérique du Nord	Chillingham, Ray Ranch, Twin Lakes, Sypert Branch, projets solaires décentralisés, Bernard Creek, Five Wells, Emerald Green, Hopkins, River Ferry	États-Unis						
Europe	Divers projet ENGIE Green, CN'AIR	France						
	Divers projets PV	Roumanie, Italie, Allemagne						
Asie et Océanie	GUVNL 400MW, Goorambat, divers	Inde, Australie, Singapour						
Éolien			**27,7**	**186,5**	**165,8**	**124,3**	**165,8**	**57,2**
Europe	ENGIE Green, CN'AIR, Ostwind (M&A)	France						
	OW, Cerro Cabello	Espagne						
	Chironegi (M&A)	Roumanie						
	Karstädt Klockow, projets de repowering	Allemagne						
	Divers	Belgique						
	Porto Torres, Ramingallo,	Italie						
Amérique du Nord	Big Sampson, Century Oak, North Bend	États-Unis						
Bioénergie			**7,5**	**50,2**	**44,6**	**33,4**	**44,6**	**15,4**
Europe	ENGIE BiOZ (biométhane), chaufferies biomasse pour réseaux de chaleurs	France						
	Irati (M&A)	Espagne						
	Rainbarrow (M&A)	Royaume-Uni						
	Limbré (M&A)	Belgique						
	Alkmaar, Hardenberg (M&A)	Pays-Bas						
	Divers	Pologne, Portugal						
Hydraulique			**6,7**	**45,3**	**40,3**	**30,2**	**40,3**	**13,9**
Europe	CNR, SHEM, CN'AIR	France						
	Divers petits hydrauliques	Allemagne, Espagne						
Géothermie			**0,7**	**4,9**	**4,4**	**3,3**	**4,4**	**1,5**
Europe	Géomy3, Plaine de Garonne Energie, Meudon	France						
Hydrogène bas carbone			**0,3**	**1,8**	**1,6**	**1,2**	**1,6**	**0,5**
Asie et Océanie	Yuri	Australie						
R&D			**0,6**	**4,0**	**3,6**	**2,7**	**3,6**	**1,2**

			Septembre 2023	Décembre 2023	Mars 2024		Juin 2024	
			FR001400 KHI6	FR001400 MF86	FR0014000 JC7	FR0014000 JE3	FR001400Q OK5	FR001400Q OL3
			Senior 900 M€ 19 ans	Senior 900 M€ 10 ans	Senior 800 M€ 12 ans	Senior 60 M€ 20 ans	Hybride 800 M€ PNC6	Hybride 1 035 M€ PNC9
En millions d'euros	**Projets**	**Pays**						
STOCKAGE D'ÉNERGIE								
Stockage d'électricité			**29,0**	**195,2**	**173,6**	**130,2**	**173,6**	**59,9**
Amérique du Nord	Systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) liés à des actifs renouvelables (dont Chillingham, Five Wells) ou indépendants (projets BRP, Platinium et Tanzanite)	États-Unis						
Europe	Coo (pompage turbinage), BESS Vilvoorde et Kallo	Belgique						
	First Hydro (pompage turbinage), BESS Broxburn et Cathkin	Royaume-Uni						
	BESS Maxima	Pays-Bas						
R&D			**0,2**	**1,0**	**0,9**	**0,7**	**0,9**	**0,3**
MOBILITÉ PROPRE								
Mobilité propre			**5,6**	**37,8**	**33,6**	**25,2**	**33,6**	**11,6**
Europe	Infrastructures de recharge pour véhicule électrique	France, Belgique						
INFRASTRUCTURES DE TRANSMISSION ET DISTRIBUTION								
Gaz renouvelables et bas carbone			**4,9**	**32,9**	**29,2**	**21,9**	**29,2**	**10,1**
Europe	Injection biométhane	France						
EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE								
Efficacité énergétique			**3,7**	**25,0**	**22,2**	**16,7**	**22,2**	**7,7**
Europe	Réseaux urbains de chaleur	France						
	Divers	Italie, Allemagne						
Moyen-Orient	Projet industriel de récupération de chaleur perdue	Emirats arabes unis						
R&D			**0,4**	**2,8**	**2,5**	**1,9**	**2,5**	**0,9**
TOTAL			**119,7**	**804,4**	**715,0**	**536,2**	**715,0**	**246,6**

Les projets (et CAPEX associés) présentés dans le tableau ci dessus pour un montant total de 3,14 milliards d'euros sont alloués globalement aux obligations vertes émises par ENGIE SA entre septembre 2023 et juin 2024, et ceci dans des proportions permettant de finaliser l'allocation des obligations vertes senior émises entre septembre 2023 et mars 2024, ainsi que de l'obligation hybride PNC6, et d'allouer partiellement l'obligation hybride PNC9 émise en juin 2024.

Pour rappel, les obligations vertes émises par ENGIE SA depuis 2014 et jusqu'en juillet 2023 ont été totalement allouées. Les détails des Projets Verts Éligibles et des allocations correspondantes ont été publiés dans les Documents de Référence et d'enregistrement universel 2014 à 2023.

Les fonds alloués aux Projets Verts Éligibles durant l'année 2024 portent pour 3 milliards d'euros sur des investissements effectués durant 2024 (dont 248,9 millions d'euros de CAPEX financiers pour l'acquisition de *pure players*, et 200,7 millions d'euros de CAPEX de maintenance), pour 107,7 millions d'euros sur des investissements réalisés en 2023, et pour 20,4 millions sur des investissements réalisés en 2022.

Les allocations retenues contribuent au financement ou à l'acquisition de Projets Verts Éligibles dans les domaines :

- de la production d'énergie renouvelable (énergie solaire, éolienne, hydraulique, bioénergie, hydrogène bas carbone, et/ou géothermie) ;
- du stockage d'énergie ;
- des infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables ;
- de la mobilité propre ; et
- de l'efficacité énergétique.

1. La production d'énergie renouvelable

ENGIE a fait de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale une priorité stratégique. La capacité installée de production centralisée et décentralisée d'électricité du Groupe prise à 100% pour ses métiers de production renouvelable représente 43% de sa capacité installée. ENGIE vise une part entre 58 et 66% de capacités installées d'énergies renouvelables dans son portefeuille de production d'électricité pris à 100% d'ici à 2030. En 2024, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables, principalement dans le domaine de l'éolien et du solaire, en développant de nouveaux projets notamment en Amérique du Nord et en Europe. Les investissements dans l'éolien en mer se sont poursuivis via la *joint-venture* Ocean Winds. Le Groupe vise à atteindre 100% de gaz renouvelables dans son mix énergétique en 2050, avec l'objectif intermédiaire de disposer en 2030 d'une capacité de production de biométhane de 10 TWh par an en Europe. En France, ENGIE BiOZ initie, développe, finance, construit et exploite des unités de production de biométhane, et compte parmi les *leaders* du marché. En 2024, ENGIE a également fait l'acquisition de plusieurs producteurs de biométhane ailleurs en Europe (Belgique, Pays-Bas et Royaume-Uni).

Au cours de l'année 2024, un montant total de 2 milliards d'euros a été alloué aux Projets Verts Éligibles développés dans le domaine de la production d'énergie renouvelable. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 2,24 millions de tonnes de CO_2 éq. par an.

ENGIE utilise le concept d'émissions évitées à ses clients pour valoriser le caractère décarbonant de ses produits et services. Le Groupe a développé une méthodologie de calcul interne ainsi qu'une base de données de facteurs d'émissions qui sont mises à jour régulièrement afin de s'aligner sur les standards internationaux sur le sujet.

Pour un besoin client donné (exemple : fourniture d'électricité), les émissions évitées par un produit ou service ENGIE correspondent à la différence entre les émissions *baseline* ou dites de référence et les émissions du produit/service ENGIE. Toutes les émissions sont calculées selon une approche "Analyse de Cycle de Vie" (ACV). La référence correspond à la moyenne marché des solutions auxquelles le client aurait eu accès pour satisfaire son besoin, en l'absence d'ENGIE. Pour chaque produit ENGIE générant des émissions évitées, un soin particulier est donc apporté à la définition de la référence, afin de construire un scenario crédible et cohérent dans le temps des comportements utilisateurs par pays. En particulier, cette référence évolue dans le temps pour refléter la décarbonation des systèmes énergétiques.

Les émissions évitées peuvent donc être calculées sur toute la durée de vie d'un actif ENGIE, ou sur une base annuelle. Dans le cadre des obligations vertes, les émissions évitées sont ramenées à une base annuelle, et prises à 100% quel que soit le taux de détention des projets par le Groupe.

Les facteurs d'émissions sont un élément clef du calcul des émissions évitées. ENGIE utilise une base de données interne, maintenue et développée par une équipe R&D dédiée. Celle-ci s'appuie sur des sources externes (IPPC guidelines, Ecoinvent, Enerdata par exemple).

Pour les projets de production d'électricité renouvelable, la référence correspond au mix de consommation moyen de l'électricité du pays dans lequel se trouve le projet, reflétant la moyenne des technologies fournissant l'électricité du pays. Cette référence est comparée aux émissions de l'actif ENGIE en cycle de vie (actif solaire, éolien, hydraulique ou thermique consommant un fuel décarboné).

Pour les projets relatifs aux gaz renouvelables, la référence correspond au mix de gaz du pays dans lequel se trouve le projet, incluant un taux de pénétration des gaz renouvelables (biométhane et hydrogène vert).

Pour les installations de réseau de chaleur, les émissions évitées correspondent à la différence d'émissions entre l'actif ENGIE et les émissions liées à la production équivalente de chaleur par une chaudière gaz autonome (considérant une efficacité de 90%).

2. Le stockage d'énergie

Les solutions de stockage d'énergie jouent un rôle majeur dans la transition énergétique et sont un maillon essentiel des réseaux électriques. En stockant l'énergie produite aux heures où les sources éoliennes et solaires sont les plus productives, et/ou lorsque la demande est la plus faible, elles permettent de répondre aux besoins d'équilibre face à l'intermittence des énergies renouvelables dont la part dans la production énergétique est en croissance.

C'est dans cette optique qu'ENGIE investit dans des projets de pompage-turbinage et de batterie.

Les Projets Verts Éligibles concernés sont notamment :

- le développement aux États-Unis d'unités de stockage par batterie, soit indépendantes, soit colocalisées avec un actif de production d'énergie renouvelable ;
- les stations de pompage-turbinage Dinorwig (1 728 MW) et Ffestiniog (360 MW) au Royaume-Uni, détenues et opérées par First Hydro, filiale à 75% d'ENGIE ;
- la centrale de pompage-turbinage de Coo (Belgique) qui fait l'objet d'investissements pour l'extension de ses installations de stockage, permettant d'augmenter la puissance installée de 79 MW ;
- des projets de batterie de stockage d'électricité en Belgique, aux Pays-Bas et au Royaume-Uni.

Au cours de l'année 2024, un montant total de 765,4 millions d'euros a été alloué aux Projets Verts Éligibles développés dans le domaine du stockage d'énergie. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,03 million de tonnes de CO_2 éq. par an.

Concernant la méthodologie de calcul de la contribution aux émissions évitées pour les projets de stockage d'énergie, le caractère décarbonant vient du fait que les actifs se chargent en électricité au moment où le réseau connait une faible demande (et donc au moment où l'électricité est faiblement carbonée), et se déchargent pendant les pics de demande afin de soulager le réseau, au moment où l'électricité du réseau est fortement carbonée. Les émissions évitées viennent ainsi de la différence de facteur d'émission du réseau entre les périodes de pic (référence) et de hors-pic, en prenant en compte les pertes au niveau de l'actif de stockage.

La contribution aux émissions évitées est calculée pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention de ces projets par le Groupe.

3. La mobilité propre

ENGIE est fortement engagé auprès des collectivités territoriales, concessionnaires autoroutiers et entreprises pour déployer et mailler un réseau de bornes de recharge pour véhicules électriques disponible et compétitif au bénéfice des usagers. Le Groupe a remporté plusieurs appels d'offres en France et Belgique sur ce marché en forte croissance.

Au cours de l'année 2024, un montant total de 147,5 millions d'euros a été alloué aux Projets Verts Éligibles développés dans le domaine de la mobilité bas carbone.

Pour les projets de mobilité propre, le calcul des émissions évitées se fait en comparant le niveau d'émissions des projets ENGIE avec un scénario de référence, en l'occurrence l'utilisation pour la même distance parcourue de véhicules représentatifs du parc automobile moyen au niveau du pays ou de la région du projet, en tenant compte des tendances locales de décarbonation (électrification d'une partie du parc, verdissement des carburants).

4. Les infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables

En France, le Groupe poursuit ses efforts, au travers de ses métiers d'infrastructures, pour développer la filière de méthanisation des résidus organiques en gaz renouvelables et permettre leur valorisation par injection dans les réseaux de gaz. Cela concerne notamment les investissements pour raccorder des unités de production de biométhane aux réseaux de distribution et de transport d'ENGIE.

Au cours de l'année 2024, un montant d'investissements de 128,3 millions d'euros a été alloué aux Projets Verts Éligibles développés dans ces domaines.

5. L'efficacité énergétique

Le développement des infrastructures énergétiques à haute efficacité qui accompagnent la transition énergétique vers une économie décarbonée est un autre axe stratégique du Groupe.

Au cours de l'année 2024, un montant total de 108,3 millions d'euros a été alloué aux Projets Verts Éligibles développés dans le domaine de l'efficacité énergétique. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,36 million de tonnes de CO_2 éq. par an.

Pour le calcul de la contribution aux émissions évitées des projets d'efficacité énergétique (y compris les bâtiments verts), ENGIE les évalue en multipliant les économies d'énergie apportées par le projet par les émissions du mix énergétique du pays où le projet est développé. Les émissions évitées sont calculées pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale, et prises à 100% quel que soit le taux de détention des projets par le Groupe.

5.3.3.3 Bilan au titre des allocations globales finalisées

5.3.3.3.1 Obligation verte émise en septembre 2023 : FR001400KHI6

L'allocation de l'obligation verte susmentionnée a commencé en 2023 et a été finalisée 2024. Les principales zones géographiques concernées par l'allocation sont l'Amérique du Nord et l'Europe avec respectivement 51,8% et 43,4% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont le stockage d'électricité 32,4%, le solaire 29,1%, l'éolien 19,0%, l'hydroélectricité 5,8% et l'infrastructure de transmission et distribution de gaz renouvelables 3,3%.

Zone géographique	Montants alloués *(en %)*
Amérique du Nord	51,8%
Europe	43,4%
Amérique du Sud	2,4%
Afrique	1,2%
Asie et Océanie	1,0%
Moyen-Orient	0,2%

Technologie	Montants alloués *(en %)*
Stockage d'électricité	32,4%
Solaire	29,1%
Éolien	19,0%
Hydraulique	5,8%
Transmission et distribution de gaz renouvelables et bas carbone	3,3%
Autres (réseaux urbains de chaleur, bioénergie, mobilité propre, géothermie, H_2 bas carbone,)	10,4%

5.3.3.3.2 Obligations vertes émises entre décembre 2023 et juin 2024 : FR001400MF86, FR001400OJC7, FR001400OJE3, FR001400QOK5

L'allocation des obligations vertes susmentionnées porte sur le même ensemble de Projets Verts Éligibles, avec une répartition proportionnelle sur les différentes obligations visées. Les principales zones géographiques concernées par l'allocation sont l'Europe et l'Amérique du Nord avec respectivement 52,9% et 43,3% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont l'éolien 28,1%, le solaire 26,0% et le stockage d'électricité 21,7%.

Zone géographique	Montants alloués *(en %)*
Europe	52,9%
Amérique du Nord	43,3%
Asie et Océanie	2,2%
Amérique du Sud	1,4%
Moyen-Orient	0,2%

Technologie	Montants alloués *(en %)*
Éolien	28,1%
Solaire	26,0%
Stockage d'électricité	21,7%
Bioénergie	6,2%
Hydraulique	5,1%
Mobilité propre	4,2%
Autres (transmission et distribution de gaz renouvelables et bas carbone, géothermie, H_2 bas carbone, réseaux urbains de chaleur, efficacité énergétique)	8,6%

Conformément aux engagements du Groupe, un descriptif plus détaillé des impacts en termes d'émissions évitées ainsi que la méthodologie associée sont disponibles dans l'espace ESG dédié du site internet du Groupe (www.engie.com/rse/green-bonds).

5.3.4 Rapport de l'un des commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'affectation, au 31 décembre 2024, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « Green Bonds » du 6 septembre 2023, du 6 décembre 2023, du 6 mars 2024, du 14 juin 2024 et du 28 octobre 2024

Exercice clos le 31 décembre 2024

À la Directrice générale,

En notre qualité de commissaire aux comptes de la société ENGIE SA (la **« Société »**), et conformément à votre demande, nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur les informations suivantes ("les Informations") :

- l'allocation, au 31 décembre 2024, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « Green Bonds » du 6 septembre pour un montant de 900 millions d'euros, du 6 décembre 2023 pour un montant de 900 millions d'euros, du 6 mars 2024 pour un montant total de 1 400 millions d'euros en deux tranches, du 14 juin pour un montant total de 1 835 millions d'euros en deux tranches et du 28 octobre 2024 pour un montant de 500 millions de livres sterling, figurant dans le document ci-joint intitulé « *Obligations vertes* » (les **"Contrats d'Emission GB"**) ;
- les projets financés par l'Emission et identifiés comme éligibles par la Société ("Projets Eligibles").

Les Informations ont été préparées dans le contexte des émissions obligataires « Green Bonds » du 6 septembre 2023, du 6 décembre 2023, du 6 mars 2024, du 14 juin 2024 et du 28 octobre 2024 (les "Offres d'Obligations Vertes") et du cadre des obligations vertes défini par l'entité (**"Green Financing Framework"**).

Conclusion d'assurance modérée

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie « Nature et étendue des travaux », et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Green Financing Framework et aux bases de préparation définies dans la partie « Préparation des Informations par la Société ».

Nous n'exprimons pas de conclusion d'assurance sur les informations relatives à des périodes antérieures non couvertes par les Contrats d'Emission GB ou sur toute autre information non incluse dans les Contrats d'Emission GB.

Nous n'avons pas examiné et ne fournissons pas d'assurance sur les autres informations relatives aux projets individuels rapportées.

Préparation des Informations par la Société

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont disponibles sur le site internet de la Société.

Responsabilité de la Société

Il appartient à la direction de :

- Sélectionner ou établir des critères appropriés pour préparer les Informations ;
- Sélectionner les projets éligibles en fonction des critères d'éligibilité ;
- Préparer les Informations en conformité avec les contrats d'Emission GB et le Green Financing Framework ;
- Mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreur.

Responsabilité du Commissaire aux comptes

Il nous appartient de :

- Planifier et réaliser la mission afin d'obtenir une assurance modérée sur le fait que les Informations ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci soient dues à une fraude ou à une erreur ;
- De formuler un avis motivé sur la base des procédures que nous avons conduites et des éléments que nous avons collectés ;
- De partager notre conclusion avec le management de la Société.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas en revanche de :

- Remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Emission GB et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Emission GB ;
- Nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Eligibles postérieurement à leur allocation.

Doctrine professionnelle applicable

Nos travaux ont été effectués conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée).

Indépendance et contrôle qualité

Nous nous sommes conformés aux exigences d'indépendance et aux autres exigences déontologiques du Code de déontologie des commissaires aux comptes français ainsi qu'aux dispositions de l'article L.821-28 du Code de commerce et aux normes de déontologies de l'IESBA (International Ethics Standard Board for Accountants).

Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention.

Nos travaux ont été mis en œuvre par une équipe indépendante et multidisciplinaire avec une expérience en matière de développement durable et de responsabilité sociétale.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

La nature, le calendrier et l'étendue des procédures mises en œuvre sur ces informations dépendent de notre jugement professionnel, y compris l'évaluation des risques d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Nos travaux ont consisté à :

- Prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- Vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, en réalisant des procédures substantives sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, tels que définis en annexe des Contrats d'Emission GB et dans le *Green Financing Framework* ;
- Vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, la correcte allocation des fonds levés lors des Émissions à des Projets Eligibles ;
- Vérifier la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Eligibles et financés par chacune des Émissions ;
- Effectuer, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés des exercices clos le 31 décembre 2022, le 31 décembre 2023 et le 31 décembre 2024 ;
- Vérifier la cohérence des informations concernant les fonds levés mais non alloués.

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont de nature et de calendrier différents de ceux d'une mission d'assurance raisonnable, et leur étendue est moindre. Par conséquent, le niveau d'assurance obtenu dans le cadre d'une mission d'assurance modérée est sensiblement inférieur à l'assurance qui aurait été obtenue si nous avions réalisé une mission d'assurance raisonnable.

Ce rapport a été préparé dans le contexte décrit ci-dessus et ne peut être utilisé, distribué ou mentionné à d'autres fins.

Paris-La Défense, 7 mars 2025

L'un des Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIÉS

Nadia Laadouli Laurence Dubois

5.4 ACTIONNARIAT

5.4.1 Cotation boursière

ÉVOLUTION DES COURS EXTRÊMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR L'ACTION ENGIE À PARIS

2024	Cours le + haut [1] *(en euros)*	Cours le + bas [1] *(en euros)*	Volume des transactions [2]
Janvier	16,55	14,66	4 894 976
Février	14,84	14,10	6 366 418
Mars	15,63	14,67	5 384 384
Avril	16,27	15,40	5 523 993
Mai	16,27	15,19	5 159 002
Juin	15,53	13,21	8 810 417
Juillet	14,54	13,73	5 859 800
Août	15,93	14,52	5 476 524
Septembre	16,12	15,52	5 400 676
Octobre	16,14	15,33	4 858 933
Novembre	15,47	14,87	5 330 060
Décembre	15,31	14,82	4 631 242

(1) Cours issu des cours journaliers de clôture.
(2) Moyenne journalière (source Bloomberg).

Suite au désenregistrement d'ENGIE auprès de la U.S. *Securities & Exchange Commission* intervenu le 30 octobre 2009, ENGIE maintient un programme *American Depositary Receipt* (ADR) *level 1* non coté sur une place boursière américaine. Ces ADR font l'objet de transactions sur le marché hors cote du Nasdaq.

5.4.2 Répartition du capital

5.4.2.1 Évolution de la répartition du capital et des droits de vote

Au 31 décembre 2024, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 9 443 689 actions auto-détenues.

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT D'ENGIE AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	31 décembre 2024				31 décembre 2023		31 décembre 2022	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% des droits de vote exerçables	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]
Public	1 642 469 559	67,44	56,44	56,60	55,30	47,81	58,07	49,82
État	575 693 307	23,64	34,13	34,23	23,64	33,80	23,64	33,56
The Capital Group Companies	155 073 365	6,37	5,06	5,08	5,03	3,98	4,83	3,79
Groupe CDC [2]	112 250 342 [3]	4,61	4,23	4,24	4,61	4,27	4,61	4,24
BlackRock	127 259 471	5,23	4,00	4,01	4,99	3,83	4,37	3,32
Actionnariat salarié	95 428 114	3,92	4,91	4,93	3,31	3,99	3,88	4,82
Auto-détention	9 443 689	0,39	0,29	0,00	0,57	0,43	0,60	0,45
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
TOTAL	**2 435 285 011**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

(1) En vertu de l'article 223-11 du Règlement général de l'AMF, le nombre de droits de vote théoriques est calculé sur la base de l'ensemble des actions auxquelles sont attachés des droits de vote, y compris les actions détenues par le Groupe qui sont privées de droit de vote.
(2) Groupe CDC (Caisse des Dépôts et Consignations + CNP Assurances).
(3) Titres répartis de la façon suivante : CDC (en direct) détient 88 303 888 actions (3,63% du capital et 3,49% des droits de vote théoriques) et CNP Assurances détient 23 946 454 actions (0,98% du capital et 0,74% des droits de vote théoriques).

En application des dispositions de l'article L. 233-13 du Code de commerce, il est précisé qu'à la connaissance d'ENGIE, seuls l'État et The Capital Group Companies détiennent, à la clôture de l'exercice 2024, une participation de plus de 5% du capital ou des droits de vote.

Le Groupe compte plus de 575 000 actionnaires individuels. Au 31 décembre 2024, ils détenaient environ 207 millions de titres, soit près de 8,5 % du capital de la Société.

5.4.2.2 Détail des titres détenus directement et indirectement par les salariés

Au 31 décembre 2024, les salariés détenaient 95,4 millions d'actions ENGIE, soit 3,92% du capital et 4,91% des droits de vote théoriques au sens de l'article L. 225-102, al. 1 du Code de commerce, réparties comme suit :

FCPE Link France	52,4 millions
FCPE Link International	14,9 millions
Formules d'actionnariat direct	28,1 millions
TOTAL DES ACTIONS DÉTENUES PAR LES SALARIÉS	**95,4 MILLIONS**

5.4.3 Franchissement de seuils légaux

Suite à l'acquisition et à la cession d'actions ENGIE sur le marché ainsi qu'à la variation du nombre d'actions détenues à titre de collatéral, BlackRock et The Capital Group Companies ont procédé à plusieurs déclarations de franchissement de seuil légal du vingtième (5%) du capital ou des droits de vote à la hausse ou à la baisse.

En dernier lieu :

- BlackRock a déclaré avoir franchi, à la hausse, le 6 novembre 2024, le seuil de 5% du capital de la société ENGIE et détenir à cette date 5,002% du capital et 3,83% des droits de vote de la Société. Ce franchissement de seuil résulte d'une acquisition d'actions ENGIE hors et sur le marché et d'une augmentation du nombre d'actions ENGIE détenues à titre de collatéral ;
- The Capital Group Companies a déclaré avoir franchi, à la baisse, le 17 février 2025, le seuil de 5% des droits de vote de la société ENGIE et détenir à cette date 6,21% du capital et 4,99% des droits de vote de la Société. Ce franchissement de seuil résulte d'une cession d'actions ENGIE sur le marché.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document d'enregistrement universel, seuls l'État, BlackRock et The Capital Group Companies détiennent une participation en capital ou en droits de vote d'ENGIE supérieure à l'un des seuils légaux.

5.4.4 Action spécifique

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Conformément à l'article L. 111-69 du Code de l'énergie, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français, en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs notamment à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie. L'action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE et de ses filiales de droit français, ayant pour objet, directement ou indirectement, de céder sous quelque forme que ce soit, de transférer l'exploitation, d'affecter à titre de sûreté ou garantie, ou de changer la destination de certains actifs visés par le Code de l'énergie, s'il considère cette décision contraire aux intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs en particulier à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Aux termes de l'article D. 111-20 du Code de l'énergie, l'action spécifique de l'État lui confère les droits définis à l'article D. 111-21 du Code de l'énergie, visant les actifs concernés par le droit d'opposition de l'État, soit :

- les canalisations de transport de gaz naturel situées sur le territoire national ;
- les actifs liés à la distribution de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les stockages souterrains de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les installations de gaz naturel liquéfié situées sur le territoire national.

Conformément à ces mêmes dispositions, toute décision de cette nature devra être déclarée au ministre chargé de l'Économie.

Les décisions mentionnées ci-dessus sont réputées autorisées si le ministre chargé de l'Économie ne s'y est pas opposé dans le délai d'un mois à compter de leur déclaration, constatée par un récépissé délivré par l'Administration. Ce délai peut être prorogé pour une durée de 15 jours, par arrêté du ministre. Le ministre chargé de l'Économie, avant l'expiration du délai qui lui est imparti, peut renoncer à son droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre communique les motifs de sa décision à la Société concernée. La décision du ministre peut faire l'objet d'un recours.

Par application de l'article 2 du décret n° 2019-1071 du 22 octobre 2019 et de l'article 3 du décret n° 93-1296 du 13 décembre 1993, toute opération réalisée en contravention avec ces règles serait, de plein droit, nulle et de nul effet.

À la date du présent Document d'enregistrement universel, il n'existe, à la connaissance d'ENGIE, aucun accord relatif à une opération sur une entité membre du groupe ENGIE concernée par ces dispositions, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de son contrôle.

5.4.5 Politique de distribution des dividendes

ENGIE s'efforce de mener une politique dynamique et attractive de distribution des dividendes. Le Conseil d'Administration a ainsi mis à jour la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et a relevé son niveau plancher de dividende à partir de 2025 à 1,10 € par action comparé à 0,65 € précédemment.

Ainsi, pour 2024, le Conseil d'Administration a proposé de distribuer 65% du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,48 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

En outre, afin d'encourager et de récompenser la fidélité des actionnaires, l'Assemblée Générale du 28 avril 2014 a instauré une majoration du dividende de 10% pour tout actionnaire justifiant d'une inscription nominative depuis deux ans au moins. Cette majoration de 10% ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5% du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé, cette majoration et ce plafond étant le maximum autorisé par l'article L. 232-14 du Code de commerce, tel que repris à l'article 26.2 des statuts d'ENGIE. Cette mesure a été appliquée pour la première fois pour le paiement du dividende au titre de l'exercice 2016.

Les perspectives et *guidance* du Groupe, présentées en Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et *guidance* 2025-2027", ne constituent en aucun cas un engagement de la Société. Les dividendes futurs seront appréciés, pour chaque exercice, en fonction des résultats de la Société, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'Administration pour établir ses propositions à l'Assemblée Générale.

MONTANT DU DIVIDENDE PAR ACTION DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice *(actions entièrement libérées)*	**Dividende net par action** *(en euro)*
2019 (1)	0
2020	0,53
2021	0,85
2022	1,40
2023	1,43

(1) Le Conseil d'Administration du 1er avril 2020 avait décidé de ne pas distribuer de dividendes au titre de l'exercice 2019 dans un esprit de responsabilité et de prudence dans le contexte exceptionnel dû à l'épidémie de la Covid-19.

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

5.4.6 Pacte d'actionnaires

À la date du présent Document d'enregistrement universel et à la connaissance d'ENGIE, il n'existe aucun pacte d'actionnaires, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle de la Société.

5.5 CALENDRIER DES COMMUNICATIONS FINANCIÈRES

Publication des résultats annuels 2024 et des ambitions à moyen terme	27 février 2025
Assemblée Générale des actionnaires	24 avril 2025
Publication des résultats du premier trimestre 2025	15 mai 2025
Publication des résultats semestriels 2025	1er août 2025
Publication des informations financières des neuf premiers mois 2025	6 novembre 2025



6

INFORMATIONS FINANCIÈRES RFA

6.1 Examen de la situation financière 322
6.1.1 Rapport d'activité 322
6.1.2 Trésorerie et capitaux 336

6.2 Comptes consolidés 337
6.2.1 États financiers consolidés 337
6.2.2 Notes aux comptes consolidés 343

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 443

6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2024 450
6.4.1 États financiers sociaux 450
6.4.2 Notes aux comptes sociaux 454
6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 497
6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 498

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 499

6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Résultats ENGIE au 31 décembre 2024

Résultats d'ENGIE au 31 décembre 2024

- Une nouvelle année de forte performance opérationnelle et financière.
- Proposition d'un dividende de 1,48 euro par action pour 2024.

Faits marquants

- Niveau record d'activité dans les Renouvelables avec 4,2 GW de capacités ajoutées en 2024 portant la capacité totale installée à 46 GW (1).
- Accélération dans les batteries avec plus de 5 GW de capacités en opération ou en construction au 31 décembre 2024.
- Expansion dans les lignes de transmission électriques avec le gain de près de 1 200 km au Brésil et au Pérou.
- Progrès continu dans la trajectoire Net Zero 2045 avec une baisse de 55% à 48 Mt en 2024 vs. 2017 des émissions de GES liées à la production d'énergie.
- Approbation par l'Union européenne de l'accord final relatif au nucléaire belge.

Performance financière

- Haut de la *guidance* 2024 atteint avec un RNRpg (2) de 5,5 milliards d'euros, en hausse de 3,4% en organique.
- EBIT hors nucléaire de 8,9 milliards d'euros, en baisse organique de 5,6%, comparé à un niveau élevé en 2023.
- Forte génération de cash-flow avec un *Cash Flow From Operations* (3) de 13,1 milliards d'euros.
- Maintien d'un bilan solide avec un ratio dette nette économique/EBITDA de 3,1x stable par rapport à fin 2023.
- Dette financière nette et dette nette économique de 33,2 milliards d'euros et 47,9 milliards d'euros respectivement.
- Proposition d'un dividende en hausse à 1,48 euro par action pour 2024, correspondant à un taux de distribution de 65% d'euros.

6.1.1.1.1 Chiffres clés au 31 décembre 2024

En milliards d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	73,8	82,6	-10,6%	-10,7%
EBITDA (hors Nucléaire)	13,4	13,7	-2,5%	-2,0%
EBITDA	15,6	15,0	+3,7%	+4,2%
EBIT (hors Nucléaire)	8,9	9,5	-6,2%	-5,6%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	5,5	5,4	+3,1%	+3,4%
Résultat net, part du Groupe	4,1	2,2	+85,9%	
CAPEX (1)	10,0	10,6	-6,1%	
Cash Flow From Operations (CFFO)	13,1	13,1	-0,1%	
Endettement financier net	33,2	+3,7 milliards d'euros par rapport au 31 déc. 2023		
Dette nette économique	47,9	+1,4 milliard d'euros par rapport au 31 déc. 2023		
Dette nette économique/EBITDA	3,1x	stable par rapport au 31 déc. 2023		

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate), du schéma de tax equity, et incluant la dette nette acquise.

6.1.1.1.2 Perspectives et *guidance* 2025-2027

Les objectifs pour les exercices comptables clos les 31 décembre 2025, 2026 et 2027 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe. Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

(1) Capacité totale incluant un ajustement de 0,8 GW lié à un changement de définition.
(2) Résultat net récurrent, part du Groupe.
(3) Cash Flow From Operations = Free Cash Flow avant CAPEX de maintenance et financement des provisions nucléaires.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) n° 2019/980, complément du Règlement (UE) n° 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaires et de plan à moyen terme décris dans la Note 13 des états financiers consolidés ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 décrites dans les états financiers consolidés.

Objectifs financiers pour la période 2025-2027

Dans un contexte de réduction de la volatilité et d'une baisse des prix de l'énergie, et compte tenu d'un résultat financier net récurrent meilleur qu'attendu pour l'ensemble de l'année, ENGIE revoit à la hausse son objectif de résultat net récurrent part du Groupe pour l'année 2025 à un niveau désormais compris entre 4,4 et 5,0 milliards d'euros contre une fourchette de 3,9 à 4,5 milliards d'euros annoncée précédemment. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 8,0 à 9,0 milliards d'euros (contre 7,9 à 8,9 milliards d'euros auparavant).

2027 : une année de croissance pour ENGIE

Après une année 2026 qui sera marquée par la forte diminution de la contribution des activités liées au nucléaire, le Groupe prévoit un résultat net part du Groupe en croissance en 2027, à un niveau compris entre 4,4 et 5,0 milliards d'euros.

Entre 2025 et 2027, les perspectives d'ENGIE sont les suivantes :

En milliards d'euros	2025	2026	2027
EBIT hors nucléaire (nouvelle)	**8,0 – 9,0**	**8,2 – 9,2**	**9,0 – 10,0**
EBIT hors nucléaire (précédente)	*7,9 – 8,9*	*8,2 – 9,2*	*n/a*
Guidance RNRpg (nouvelle)	**4,4 – 5,0**	**4,2 – 4,8**	**4,4 – 5,0**
Guidance RNRpg (précédente)	*3,9 – 4,5*	*3,7 – 4,3*	*n/a*

ENGIE continue de viser une notation de crédit "*strong investment grade*" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x à long terme.

Hypothèses sous-jacentes

Les hypothèses prises en compte sont les suivantes :

- *guidance* et indications sur la base des activités poursuivies ;
- absence de changement de méthode comptable ;
- absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique ;
- taxes basées sur les textes légaux en vigueur et les contingences supplémentaires ;
- prise en compte de la revue régulatoire dans les infrastructures en France pour la période 2024-2028 ;
- répercussion complète des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie *BtoC* en France ;
- température moyenne en France ;
- production hydraulique, éolienne et solaire moyennes ;
- taux de change moyen :
  - €/USD : 1,05 – 1,07 – 1,09 pour 2025-2026-2027,
  - €/BRL : 6,38 sur 2025-2027 ;
- nucléaire en Belgique : taux de disponibilité des centrales d'environ 81% en 2025 – sur la base de disponibilité telle que publiée sur REMIT au 1er janvier 2025, hors LTO ;
- sortie du nucléaire : Doel 1, 2 et 4, Tihange 1 et 3 de février 2025 à décembre 2025, début de la LTO : Tihange 3 le 1er septembre 2025 / Doel 4 le 1er novembre 2025 ;
- contingences pour les activités nucléaires en Belgique de 0,15 milliard d'euros en 2025 ;
- prix des commodités au 31 décembre 2024 ;
- résultat financier net récurrent de -2,1 à -2,5 milliards d'euros par an ;
- taux récurrent effectif d'imposition : 22-25% sur la période 2025-2027.

6.1.1.1.3 Proposition d'un dividende de 1,48 euro par action en 2024

Pour l'année 2024, le Conseil d'Administration propose de distribuer 65% du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,48 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

6.1.1.1.4 Succès du déploiement du plan stratégique

Renouvelables

Les capacités installées renouvelables du Groupe ont augmenté de 4,2 GW en 2024, avec l'ajout de 1,9 GW en Amérique latine, 0,9 GW en Europe, 0,9 GW aux États-Unis et 0,5 GW en AMEA. Au 31 décembre 2024, le Groupe dispose de 6,8 GW de capacités en construction (75 projets), dont 1,7 GW partiellement mis en service. La capacité installée totale de Renouvelables chez ENGIE s'élève désormais à 46 GW.

En 2024, le Groupe a signé plus de 85 contrats d'achat d'électricité (PPA) pour un total de 4,3 GW (+59% par rapport à 2023), dont 3,6 GW ayant une durée de plus de cinq ans. Cette performance comprend de nouveaux contrats avec Meta aux États-Unis, l'élargissement du partenariat global avec Google incluant de nouveaux développements en Belgique et aux États-Unis, ainsi que des accords avec d'autres entreprises du secteur de la Tech aux États-Unis et en Europe.

Au quatrième trimestre, ENGIE a remporté, via Ocean Winds, sa joint-venture à 50-50 avec EDP Renewables dédiée à l'éolien offshore, un projet flottant de 250 MW auprès du ministère chargé de l'Industrie et de l'Énergie, situé au large de Narbonne, en mer Méditerranée.

Infrastructures – Gaz renouvelables

Après avoir remporté au troisième trimestre une nouvelle concession pour la construction et l'exploitation d'environ 1 000 km de lignes de transport électrique et de quatre sous-stations au Brésil, ENGIE s'est vu attribuer un contrat pour la construction de 170 km de lignes à travers trois projets au Pérou, ainsi que la construction de trois nouvelles sous-stations et l'extension de quatre stations existantes.

Le développement du biométhane se poursuit en France, avec une capacité de production annuelle atteignant 13 TWh raccordés aux réseaux d'ENGIE, soit une augmentation de 20% par rapport au 31 décembre 2023. ENGIE a également poursuivi son expansion dans le biométhane au Royaume-Uni, en Belgique et aux Pays-Bas.

Batteries

Au 31 décembre 2024, ENGIE dispose de 2,6 GW de capacités installées de systèmes de stockage d'énergie par batterie dans le monde et de 2,6 GW en construction. Depuis le début de l'année 2024, le Groupe a ainsi ajouté environ 1,0 GW de nouvelles capacités à son portefeuille d'exploitation en Amérique du Nord, principalement grâce au succès de l'intégration de Broad Reach Power.

Energy Solutions

Energy Solutions a accéléré le développement des réseaux de chaleur et de froid, avec plus de 5 milliards d'euros de prise de commandes additionnelles, un taux moyen d'énergie renouvelable record de 90%, la reconquête en France de toutes les concessions arrivant à échéance, et l'acquisition d'un portefeuille de projets en Espagne.

Sur le marché industriel, la production d'énergie décarbonée poursuit son développement, avec plus d'une vingtaine de nouvelles unités de production sur sites industriels gagnées en 2024 en Europe et Asie du Sud-Est.

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements de 2024 se sont élevés à 10,0 milliards d'euros, dont 7,3 milliards d'euros d'investissements de croissance. 84% de ces investissements ont été consacrés aux Renouvelables, à *Energy Solutions* et à *FlexGen*.

Plan de performance

Les résultats du plan de performance ont contribué à hauteur de 231 millions d'euros en 2024.

6.1.1.1.5 Nucléaire en Belgique

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4, ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025.

6.1.1.1.6 Succès de l'opération d'actionnariat salariés

Le 7 novembre dernier, ENGIE a finalisé avec succès son opération d'actionnariat salarié LINK 2024 avec près de 30 000 salariés souscripteurs dans une vingtaine de pays pour un montant total de 170 millions d'euros (13,3 millions d'actions). Grâce à LINK 2024, la part du capital d'ENGIE détenue par les salariés représente près de 4%.

6.1.1.1.7 Des progrès significatifs réalisés sur les objectifs ESG clés

En 2024, les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie se sont élevées à 48 millions de tonnes, en forte de baisse de 55% par rapport à 2017. Au-delà des leviers structurels de décarbonation, cette performance meilleure qu'anticipée résulte également d'un taux d'utilisation plus faible des centrales à gaz en Europe qui sont de plus en plus utilisées comme des actifs flexibles opérant aux heures de pointe.

Par ailleurs, la part des énergies renouvelables dans la capacité totale de production d'électricité d'ENGIE est passée de 41% à fin 2023 à 43% à fin décembre 2024, principalement grâce à l'ajout de 4,2 GW de capacités renouvelables sur l'ensemble de l'année.

Concernant les objectifs de diversité de genre, ENGIE comptait 32% de femmes au sein du management à fin 2024, un chiffre une nouvelle fois en hausse par rapport à l'année précédente. Le Groupe poursuit les plans d'actions mis en œuvre afin d'atteindre un objectif d'équilibre managérial de 40% à 60% entre les femmes et les hommes.

6.1.1.1.8 Santé et sécurité

En 2024, ENGIE a continué la mise en œuvre de son plan de transformation global ENGIE One Safety, visant à éliminer durablement les accidents graves et mortels. Ce plan s'est focalisé cette année sur le renfort de la culture santé-sécurité et l'importance des rituels managériaux sur le terrain, avec nos salariés et nos sous-traitants. Malgré les efforts mis au service de ce plan de transformation, trois personnes ont perdu la vie alors qu'elles travaillaient pour le Groupe ou ses sous-traitants en 2024. L'objectif de zéro fatalité reste au cœur des priorités du Groupe en 2025. Par ailleurs, ENGIE a poursuivi l'amélioration de la prévention des accidents avec arrêt de travail avec un taux de fréquence de ces accidents de 1,7 fin 2024 contre 1,8 fin 2023.

6.1.1.1.9 Revue des données de l'année 2024

Chiffre d'affaires

Le **chiffre d'affaires** contributif, après élimination des opérations intragroupe, s'est établi à 73,8 milliards d'euros, en baisse de 10,6% en brut et 10,7% en organique.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Renouvelables	5 467	5 512	-0,8%	-0,7%
Infrastructures	7 231	6 873	+5,2%	+5,4%
Energy Solutions	9 853	10 405	-5,3%	-5,2%
FlexGen	4 937	5 264	-6,2%	-6,1%
Retail	14 070	16 443	-14,4%	-14,3%
Autres	32 187	37 949	-15,2%	-15,3%
dont GEMS	*31 377*	*37 221*	*-15,7%*	*-15,9%*
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES (HORS NUCLÉAIRE)	**73 744**	**82 447**	**-10,6%**	**-10,5%**
Nucléaire	68	118	-42,8%	-42,8%
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**73 812**	**82 565**	**-10,6%**	**-10,7%**

EBITDA

L'**EBITDA** hors nucléaire s'est établi à 13,4 milliards d'euros, en baisse brute de 2,5% et de 2,0% en organique.

EBIT

L'**EBIT** hors nucléaire, qui s'est élevé à 8,9 milliards d'euros, a enregistré une baisse brute de 6,2% et de 5,6% en organique.

- Taux de change : un effet net de -82 millions d'euros, principalement dû à la dépréciation du réal brésilien en partie compensée par l'appréciation de la livre sterling.
- Variations de périmètre : effet net de +10 millions d'euros.
- Températures en France : par rapport à la normale, l'effet température normatif est négatif de 93 millions d'euros, générant une variation positive totale de 28 millions d'euros par rapport à 2023 dans les Infrastructures, le *Retail* et les activités GEMS.

CONTRIBUTION DES ACTIVITÉS À L'EBIT : RECUL LIÉ À GEMS COMPENSÉ EN PARTIE PAR RENOUVELABLES, INFRASTRUCTURES ET RETAIL

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*	Dont effet temp. Normatif (France) vs. 2023
Renouvelables	2 198	2 005	+9,6%	+7,3%	
Infrastructures	2 460	2 265	+8,6%	+15,3%	(63)
Energy Solutions	356	367	-3,0%	-3,1%	
FlexGen	1 467	1 513	-3,0%	-3,4%	
Retail	695	569	+22,0%	+22,5%	(22)
Autres	1 718	2 761	-37,8%	-37,9%	(7)
dont GEMS	*2 382*	*3 551*	*-32,9%*	*-33,0%*	*(7)*
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	**8 893**	**9 479**	**-6,2%**	**-5,6%**	**(93)**
Nucléaire	1 448	605	+139,4%	+139,4%	
TOTAL EBIT	**10 341**	**10 084**	**+2,5%**	**+3,3%**	**(93)**

MATRICE PAR ACTIVITÉ/GÉOGRAPHIE

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2024
Renouvelables	594	279	913	352	93	(33)	2 198
Infrastructures	1 520	201	761	(4)	-	(18)	2 460
Energy Solutions	315	174	(2)	(158)	67	(40)	356
FlexGen	366	382	294	45	419	(38)	1 467
Retail	462	244	-	-	24	(36)	695
Autres	-	(11)	-	(3)	-	1 732	1 718
dont GEMS	-	-	-	-	-	*2 382*	*2 382*
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	**3 258**	**1 270**	**1 965**	**231**	**604**	**1 565**	**8 893**
Nucléaire	423	1 025	-	-	-	-	1 448
TOTAL EBIT	**3 681**	**2 295**	**1 965**	**231**	**604**	**1 565**	**10 341**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2023 [1]
Renouvelables	574	282	925	216	34	(27)	2 005
Infrastructures	1 156	324	800	(5)	-	(9)	2 265
Energy Solutions	343	190	(1)	(142)	24	(46)	367
FlexGen	188	703	202	35	419	(34)	1 513
Retail	380	145	-	-	64	(20)	569
Autres	-	1	1	(9)	-	2 767	2 761
dont GEMS	-	-	-	-	-	*3 551*	*3 551*
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	**2 641**	**1 644**	**1 927**	**96**	**541**	**2 631**	**9 479**
Nucléaire	324	281	-	-	-	-	605
TOTAL EBIT	**2 964**	**1 925**	**1 927**	**96**	**541**	**2 631**	**10 084**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

RENOUVELABLES : CROISSANCE ÉLEVÉE PORTÉE PAR UNE TRÈS BONNE HYDROLOGIE EN EUROPE ET LA CONTRIBUTION DES ACTIFS NOUVELLEMENT MIS EN SERVICE

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBIT	2 198	2 005	+9,6%	+7,3%
CAPEX totaux	4 221	4 130	+2,2%	
CNR – prix captés *(en euros/MWh)* [1]	104	100	+4,0%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Ajout de capacité (GW à 100%)	4,2	3,9	0.3	
Volumes hydro – France (TWh à 100 %)	18,3	14,6	3.8	

(1) Avant la taxe spécifique sur production hydroélectrique de la CNR.

L'EBIT des Renouvelables a enregistré une croissance organique de 7,3% portée par des conditions d'hydrologie exceptionnelles en France et au Portugal sur l'ensemble de l'année ainsi que par une forte contribution des nouvelles capacités mises en service notamment aux États-Unis, en Amérique latine et en Europe. Ces éléments positifs ont compensé la baisse des prix en Europe, la taxe CNR en France, le non-renouvellement de *one-off* positif en Amérique latine en 2023 et l'impact de la baisse des marges de DBSO en 2024.

INFRASTRUCTURES : FORTE HAUSSE PORTÉE PAR L'AUGMENTATION DES TARIFS EN EUROPE

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	4 362	4 151	+5,1%	+8,5%
EBIT	2 460	2 265	+8,6%	+15,3%
CAPEX totaux	2 343	2 173	+7,8%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température normatif (EBIT – France)	(63)	(81)	18	

L'EBIT des Infrastructures a progressé de 15,3% en organique en raison principalement de l'augmentation des tarifs en France et en Roumanie ainsi que par la bonne performance des actifs gaziers et électriques en Amérique latine. Ces éléments ont largement compensé la baisse des revenus des capacités souscrites pour le transit de gaz entre la France et l'Allemagne, qui étaient particulièrement élevés en 2023 ainsi que la diminution de la volatilité sur les marchés de gros qui avaient été particulièrement favorables en 2023 pour les activités de stockage en Europe.

ENERGY SOLUTIONS : IMPACTÉ PAR LA SOUS-PERFORMANCE DES CONTRATS AUX ÉTATS-UNIS

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	9 853	10 045	-5,3%	-5,2%
EBIT	356	367	-3,0%	-3,1%
CAPEX totaux	1 076	1 086	-1,2%	
Indicateurs de performance opérationnelles				
Cap. installées infra. décentralisées *(en GW)*	25,7	25,3	0,4	
Marge d'EBIT (hors *one-off*)	+5,3%	+5,3%		
Marge EBIT	+3,6%	+3,5%	10 pb	
Backlog – Concessions en France *(en milliards d'euros)*	21,5	21,3	0,2	

Les activités d'*Energy Solutions* ont enregistré une baisse organique de leur EBIT de 3,1%, en raison de la baisse des marges des installations de cogénération et des prix du gaz. Elles ont également été pénalisées par la diminution des marges de DBSO du solaire décentralisé aux États-Unis. L'amélioration de la performance des activités d'efficacité énergétique et la contribution des nouveaux investissements ont permis de compenser en grande partie ces effets.

L'année 2024 a également été marquée par une revue complète du portefeuille de contrats aux États-Unis ayant conduit à la comptabilisation de provisions au troisième trimestre 2024 (163 millions d'euros) portant principalement sur la construction de deux unités de cogénération. Ces provisions sont d'un montant comparable à 2023 (150 millions d'euros) auquel s'ajoutait la reconnaissance d'un impôt différé passif sur Tabreed (38 millions d'euros).

FLEXGEN : AUGMENTATION DES SPREADS CAPTÉS EN EUROPE COMPENSÉE PAR L'IMPACT DE LA TAXE INFRAMARGINALE ET LA NORMALISATION DES MARCHÉS

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 878	1 929	-2,7%	-3,6%
EBIT	1 467	1 513	-3,0%	-3,4%
Indicateurs de performance opérationnelle				
CSS moyen capté en Europe *(en euros/MWh)*	43	37	+16,2%	
Capacité installée (GW à 100%)	56,2	59,0	-4,7%	

L'EBIT des activités *FlexGen* est en légère décroissance organique de 3,4% en raison principalement de l'impact de la taxe inframarginale en France et de la baisse des facteurs de charge des centrales à gaz en Europe. L'EBIT a par ailleurs bénéficié d'une augmentation des *spreads* captés en Europe grâce à la politique de couverture du Groupe et sa capacité à capturer la valeur liée à la flexibilité et à la volatilité, et d'une augmentation des marges au Chili avec la baisse des prix d'approvisionnement liée à une très bonne hydrologie.

RETAIL : BONNE PERFORMANCE EN RAISON D'UN EFFET TIMING NON RÉCURRENT

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	938	821	+14,2%	+14,6%
EBIT	695	569	+22,0%	+22,5%
Effet température normatif (EBIT – France)	(22)	(29)	7	

L'EBIT des activités de *Retail* est ressorti en hausse organique de 22,5% grâce à un effet *timing* non récurrent sur l'approvisionnement et, dans une moindre mesure, grâce à un climat moins doux que l'an passé associé à une bonne optimisation du portefeuille de couvertures. Cela a permis de compenser de moindres volumes dus à la poursuite de la sobriété et l'impact de mesures exceptionnelles destinées à soutenir nos clients en situation de précarité énergétique.

Activités "Autres" : moindre contribution de GEMS comparé à un niveau élevé en 2023

L'EBIT de GEMS s'est élevé à 2 382 millions d'euros, comparé à 3 551 millions d'euros en 2023. L'EBIT de GEMS hors éléments non récurrents a été soutenu par la bonne dynamique de l'activité *Client Risk Management & Supply* portée par les contrats signés historiquement à des conditions favorables et qui se matérialisent à la date de livraison. L'EBIT ressort toutefois en baisse par rapport à 2023, en raison de la normalisation des conditions de marché et d'une diminution de la volatilité inhérente.

Par ailleurs, l'EBIT a été soutenu par plusieurs éléments non récurrents dont des relâchements de réserves de marché en 2024, à un niveau toutefois inférieur à 2023, en lien avec la poursuite de la normalisation des conditions de marché.

NUCLÉAIRE : FORTE CROISSANCE LIÉE PRINCIPALEMENT À L'ABSENCE DE TAXE INFRAMARGINALE EN BELGIQUE ET L'AUGMENTATION DES PRIX CAPTURÉS

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	2 174	1 285	+69,2%	+69,2%
EBIT	1 448	605	+139,4%	+139,4%
CAPEX totaux	244	174	+40,0%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, @share, TWh)	31,5	32,0	-1,6%	
Disponibilité (Belgique à 100%)	+86,2%	+88,8%	260 pb	

L'EBIT de l'activité nucléaire s'élève à 1 448 millions d'euros en 2024 comparé à 605 millions d'euros un an auparavant. Cette forte croissance s'explique principalement par l'absence de taxe inframarginale en Belgique cette année, celle-ci ayant été arrêtée en juin 2023. Elle résulte également d'une augmentation des prix captures. Ces effets positifs ont très largement compensé l'arrêt de Tihange 2 intervenu en février 2023 et une moindre disponibilité des centrales Belges (86,2%), en particulier due à la prolongation de l'arrêt de Doel 4.

Analyse de la croissance organique en base comparable

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute/ organique *(en %)*
Chiffres d'affaires	**73 812**	**82 565**	**-10,6%**
Effet périmètre	(201)	(91)	-
Effet change	-	(80)	-
Données comparables	**73 611**	**82 396**	**-10,7%**

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute/ organique *(en %)*
EBITDA	**15 566**	**15 017**	**+3,7%**
Effet périmètre	(170)	(146)	-
Effet change	-	(95)	-
Données comparables	15 396	14 777	+4,2%

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute/ organique *(en %)*
EBIT	**10 341**	**10 084**	**+2,5%**
Effet périmètre	(152)	(142)	-
Effet change	-	(82)	-
Données comparables	**10 189**	**9 860**	**+3,3%**

Le calcul de la croissance organique vise à présenter des données comparables tant en termes de taux de change utilisés pour la conversion des états financiers de sociétés étrangères qu'en termes d'entités contributives (méthode de consolidation et contribution en termes de nombre de mois comparable). La croissance organique en pourcentage représente le rapport entre les données de l'année en cours (N) et de l'année précédente (N-1) retraitées comme suit :

- les données N-1 sont corrigées en supprimant les contributions des entités cédées au cours de la période N-1 ou prorata temporis pour le nombre de mois postérieurs à la cession en N ;
- les données N-1 sont converties au taux de change de la période N ;
- les données N sont corrigées des données des acquisitions N ou prorata temporis pour le nombre de mois antérieurs à l'acquisition en N-1.

Autres éléments du compte de résultat

La réconciliation de l'EBIT au Résultat net se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
EBIT	**10 341**	**10 084**	**+2,5%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(309)	2 430	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(212)	(22)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**9 820**	**12 493**	**-21,4%**
Pertes de valeur	(709)	(1 318)	
Restructurations	(369)	(47)	
Effets de périmètre	439	(85)	
Autres éléments non récurrents	(151)	(4 945)	
Résultat des activités opérationnelles	**9 030**	**6 098**	**+48,1%**
Résultat financier	(1 842)	(2 163)	
Impôts sur les bénéfices	(2 215)	(1 031)	
RÉSULTAT NET	**4 973**	**2 903**	
Résultat net récurrent part du Groupe	**5 531**	**5 366**	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**2,25**	**2,18**	
Résultat net part du Groupe	**4 106**	**2 208**	
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**867**	**695**	

La réconciliation du Résultat net récurrent part du Groupe au Résultat net part du Groupe se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Résultat net récurrent part du Groupe	**5 531**	**5 366**
Pertes de valeur	(709)	(1 318)
Restructurations	(369)	(47)
Effets de périmètre	439	(85)
Autres éléments non récurrents	(151)	(4 945)
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(309)	2 430
Part non récurrente du résultat financier	66	(189)
Part non récurrente des impôts sur les bénéfices	(181)	872
Autres	(211)	123
Résultat net part du Groupe	**4 106**	**2 208**

Le **résultat des activités opérationnelles (RAO)** s'établit à 9 030 millions d'euros, en hausse par rapport à l'exercice précédent, principalement en raison de la comptabilisation, en 2023, de l'impact de la révision des provisions nucléaires et de moindres pertes de valeurs en 2024, partiellement compensée par l'effet négatif des résultats latents des instruments financiers sur matières premières non qualifiés de couverture.

Au 31 décembre, le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 709 millions d'euros (contre des pertes de valeur nettes de 1 318 millions d'euros au 31 décembre 2023), principalement en raison des effets induits par les cessions, en cours ou finalisées, qui s'inscrivent dans le cadre du recentrage géographique ou des activités du Groupe : deux centrales thermiques au gaz au Pakistan, une centrale au charbon au Maroc et des entités portant des actifs de fourniture de solutions solaires et de mini-réseaux payants en Afrique (voir Note 9.1 "Pertes de valeur") ;
- des charges de restructuration de 369 millions d'euros (contre 47 millions d'euros au 31 décembre 2023) (voir Note 9.2 "Restructurations") ;
- des "Effets de périmètre" pour 439 millions d'euros (contre -85 millions d'euros au 31 décembre 2023) principalement liés à la cession partielle d'une participation de 15% dans Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG") au Brésil et aux effets induits par la cession partielle d'une quote-part d'intérêt dans Mayakan au Mexique (voir Note 9.3 "Effets de périmètre") ;
- d'autres éléments non récurrents à concurrence de -151 millions d'euros (contre -4 945 millions d'euros au 31 décembre 2023) (voir Note 9.4 "Autres éléments non récurrents").

Le **résultat financier** s'élève à -1 842 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre -2 163 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir Note 10 "Résultat financier").

Retraité des éléments non récurrents, le résultat financier s'élève à -1 908 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre -1 975 millions d'euros au 31 décembre 2023. Cette amélioration de 67 millions d'euros provient de l'augmentation des autres produits financiers pour +240 millions d'euros partiellement compensée par la hausse du coût de la dette nette à concurrence de -173 millions d'euros.

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2024 s'établit à 2 215 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 1 031 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 27,6% à fin décembre 2024 contre 27,1% à fin décembre 2023, principalement en raison de :

- l'évolution de la situation fiscale dans certains pays ne reconnaissant que partiellement, en 2024 et/ou 2023, leurs actifs d'impôt différé (notamment Belgique, Mexique, Allemagne et Pays-Bas) – environ +0,9 point ;
- l'évolution du mix de taux d'imposition par pays d'activité du Groupe – Environ -0,5 point.

Le **résultat net récurrent part du Groupe** s'élève à 5 531 millions d'euros en légère hausse par rapport à l'exercice précédent (5 366 millions au 31 décembre 2023).

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 4 106 millions d'euros contre 2 208 millions au 31 décembre 2023, essentiellement impacté par l'évolution du résultat des activités opérationnelles.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 867 millions d'euros, en augmentation par rapport au 31 décembre 2023 (+172 millions d'euros).

6.1.1.2 Évolution de l'endettement financier net

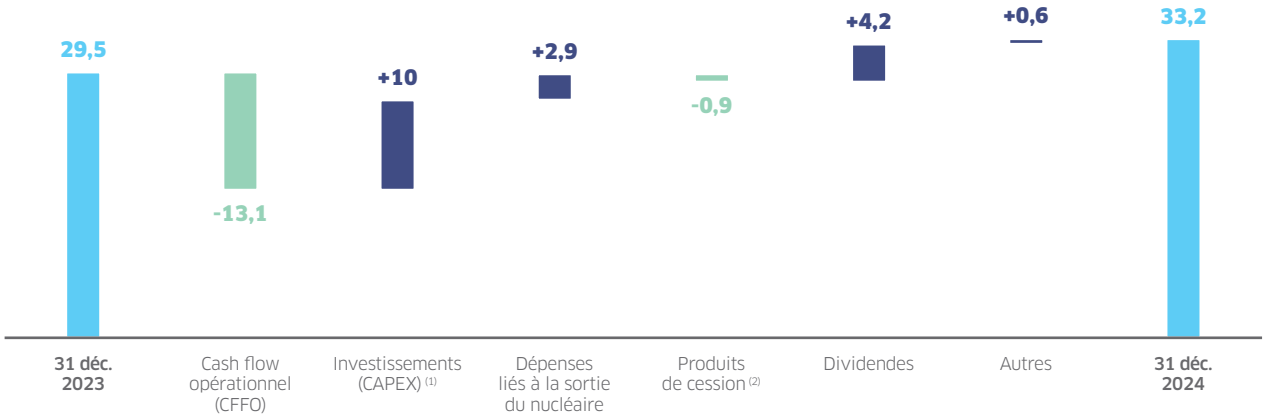
L'**endettement financier net** s'est établi à 33,2 milliards d'euros, en hausse de 3,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2023.

Cette hausse est principalement liée :

- à des dépenses d'investissements sur la période de 10 milliards d'euros ;
- à des versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle (4,1 milliards d'euros) ;
- au financement et dépenses encourues liées au nucléaire en Belgique pour 2,9 milliards d'euros.

Ces éléments ont été compensés essentiellement par des *Cash Flow From Operations* de 13,1 milliards d'euros.

En milliards d'euros



(1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO et des financements de tax equity, ainsi que les effets de périmètre liés aux acquisitions.
(2) Y compris effets de périmètre liés aux cessions.

Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 2,1x, en hausse de 0,2x par rapport au 31 décembre 2023.

Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 4,59%.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Endettement financier net	33 223	29 493
EBITDA	15 566	15 017
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,13**	**1,96**

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 65% en euros, 18% en dollars américains et 10% en real brésiliens au 31 décembre 2024.

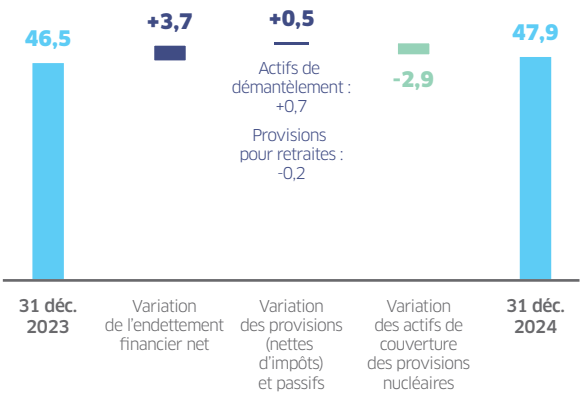
L'endettement financier net est libellé à 84% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 13,0 ans.

Au 31 décembre 2024, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,8 milliards d'euros.

La **dette nette économique** s'est élevée à 47,9 milliards d'euros, en hausse de 1,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2023.

En milliards d'euros



Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'élève à 3.1x, stable par rapport au 31 décembre 2023 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Dette nette économique	47 874	46 517
EBITDA	15 566	15 017
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**3,08**	**3,10**

Rating

- S&P : BBB+ / A-2 avec perspective Stable.
- Moody's : Baa1 / P-2 avec perspective Stable.
- Fitch : BBB+ / F1 avec perspective Stable.

6.1.1.2.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

Le ***Cash Flow From Operations*** s'élève à 13,1 milliards d'euros en 2024, un niveau stable par rapport à 2023 qui était particulièrement élevé.

Le **besoin en fonds de roulement** est négatif à hauteur de 0,2 milliard d'euros, avec une amélioration d'une année sur l'autre de 0,8 milliard d'euros, les impacts positifs sur les créances clients nettes (+4,4 milliards d'euros) et les appels de marge (+0,8 milliard d'euros) ayant compensé les effets négatifs liés principalement au retrait de gaz (-1,9 milliard d'euros), aux boucliers tarifaires (-1,5 milliard d'euros), aux factures à émettre (-1,0 milliard d'euros) et au nucléaire (-0,4 milliard d'euros).

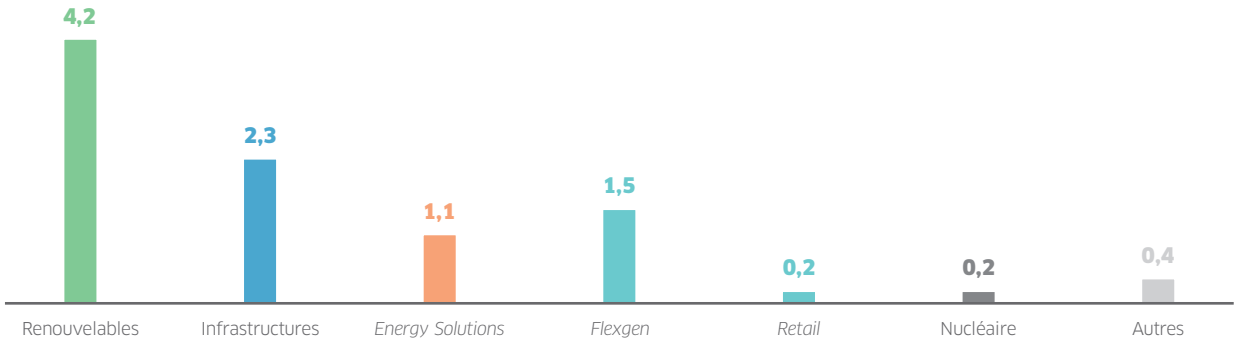
6.1.1.2.2 Liquidités

Le Groupe a maintenu un niveau de liquidité élevé qui s'est établi à 25,5 milliards d'euros au 31 décembre 2024, dont 17,7 milliards d'euros de disponibilités [(1)].

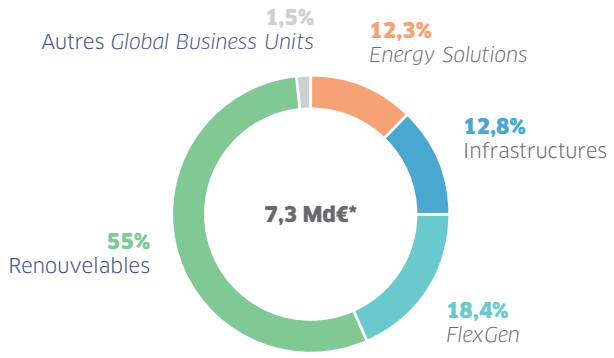
6.1.1.2.3 Investissements (CAPEX)

Le **total des investissements** s'élève à 10,0 milliards d'euros, dont 7,3 milliards d'euros dédiés aux investissements de croissance.

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX) PAR ACTIVITÉ
En milliards d'euros



Les **investissements de croissance** s'élèvent à 7,3 milliards d'euros et se détaillent comme suit par activité :



* *Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate), du schéma de tax equity et incluant la dette nette acquise*

Principaux projets *(Md€)*

Renouvelables	**4,0**
Brésil : Éolien & Solaire (Santo Agostinho, Assurua & Assu Sol)	1,1
Acquisitions Amérique latine (Cruzeiro & Hat)	0,7
France Éolien & Solaire (principalement Engie Green)	0,5
Chili (Lomas de Talta & Projets de systèmes de stockage d'énergie par batterie)	0,4
Acquisitions Europe	0,3
Mexique (projets photovoltaiques et éoliens)	0,2
Infrastructures	**0,9**
Infrastructures régulées France	0,4
Amériques - Lignes de transmission d'électricité	0,2
Acquisitions biométhane	0,1
FlexGen	**1,2**
Projets *Broad Reach Power*	0,7
Flémalle	0,2

(1) *Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires.*

La **matrice activités/géographies** des investissements de croissance se détaille comme suit :

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2024
Renouvelables	500	420	2 610	188	288	5	4 012
Infrastructures	439	167	330	-	-	-	935
Energy Solutions	495	191	33	98	50	28	895
FlexGen	33	536	104	680	(164)	2	1 191
Retail	44	42	-	-	9	56	152
Nucléaire	-	78	-	-	-	-	78
Autres	-	-	-	15	-	15	30
dont GEMS	-	-	-	-	-	*89*	*89*
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**1 511**	**1 434**	**3 076**	**981**	**183**	**106**	**7 292**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	323	481	1 103	994	1 059	7	3 966
Infrastructures	501	164	174	-	-	-	839
Energy Solutions	477	155	1	136	79	48	895
FlexGen	42	299	14	1 492	(8)	5	1 843
Retail	53	45	-	-	8	54	160
Nucléaire	-	19	-	-	-	-	19
Autres	-	8	-	1	6	354	370
dont GEMS	-	-	-	-	-	*82*	*82*
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**1 395**	**1 171**	**1 291**	**2 622**	**1 144**	**468**	**8 091**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

6.1.1.3 Autres postes de l'état de la situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation nette
Actifs non courants	**110 185**	**119 023**	**(8 838)**
Dont goodwill	*13 291*	*12 864*	*427*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*72 352*	*66 399*	*5 953*
Dont instruments financiers dérivés	*6 689*	*12 764*	*(6 075)*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*8 373*	*9 213*	*(841)*
Actifs courants	**79 359**	**75 617**	**3 742**
Dont créances commerciales et autres débiteurs	*16 173*	*20 092*	*(3 919)*
Dont instruments financiers dérivés	*6 366*	*8 481*	*(2 115)*
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*1 248*	-	*1 248*
Capitaux propres	**41 458**	**35 724**	**5 734**
Provisions	33 621	32 593	1 028
Dettes financières	52 006	47 287	4 720
Instruments financiers dérivés	13 646	24 561	(10 915)
Autres passifs	48 812	54 475	(5 663)
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*560*	-	*560*

Les **immobilisations (corporelles et incorporelles nettes)** s'élèvent à 72,4 milliards d'euros, en hausse de 6,0 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2023. Cette variation résulte pour l'essentiel des investissements de la période (+10,8 milliards d'euros), des variations de périmètre (+0,7 milliard d'euros), partiellement compensés par les amortissements (-5,1 milliards d'euros) et les pertes de valeurs enregistrées sur la période (-0,9 milliard d'euros).

Les ***goodwill*** s'élèvent à 13,3 milliards d'euros, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2023 (voir Note 13 "Actifs immobilisés").

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** s'élèvent à 8,4 milliards d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2023.

Les **capitaux propres totaux** s'élèvent à 41,5 milliards d'euros, en hausse de 5,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2023. Cette hausse provient essentiellement du résultat net de la période (+5,0 milliards d'euros), des autres éléments du résultat global (+3,5 milliards d'euros portant essentiellement sur les couvertures de flux de trésorerie sur matières premières), partiellement compensés par les dividendes distribués (-4,1 milliards d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 33,6 milliards d'euros, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2023 (voir Note 17 "Provisions").

6.1.1.4 Données proforma

ENGIE fait évoluer son organisation à compter du 1er février 2025

Depuis 2021, ENGIE déploie une stratégie ambitieuse en faveur de la transition énergétique, au travers d'une transformation de son portefeuille d'actifs, de son organisation, et de sa culture. Cette stratégie se matérialise par la croissance de ses activités clés, en ligne avec son objectif d'être Net Zéro Carbone en 2045.

Les marchés de l'énergie continuent d'évoluer rapidement, avec un besoin croissant de solutions de flexibilité pour garantir la stabilité du système énergétique, à mesure que les énergies renouvelables deviennent une source majeure de production et que la demande des clients pour une énergie décarbonée s'accroît.

Pour capitaliser sur ces opportunités et tirer toute la valeur de son modèle intégré, ENGIE ajuste le périmètre de ses *Global Business Units* (GBU) (voir Note 24 "Évènements postérieurs à la clôture") :

- pour fournir plus d'électrons verts et *"smart"*, la GBU *Renewable & Flex Power* regroupera les énergies renouvelables, les actifs de stockage d'électricité (notamment les batteries) et les actifs thermiques (CCGT) ;
- s'appuyant sur le rôle central des réseaux dans le système énergétique, la GBU *Networks* continuera à croître dans les réseaux électriques et à adapter les infrastructures gazières aux molécules décarbonées, tout en favorisant leur développement (biométhane, hydrogène et e-molécules) ;
- pour contribuer à la décarbonation des industries et des villes, la GBU *Energy Solutions*, rebaptisée *Local Energy Infrastructures*, consolidera sa position de leader en Europe tout en étant plus sélective dans ses activités et géographies ;
- pour optimiser l'exploitation des actifs du Groupe et fournir à tous les clients de l'énergie de manière fiable et durable, la GBU *Supply & Energy Management* regroupera les activités de gestion de l'énergie ainsi que les activités de fourniture d'énergie *BtoB* et *BtoC* (*Retail*).

Ce changement d'organisation du Groupe est sans incidence sur l'identification des secteurs opérationnels et reportables au 31 décembre 2024. Le tableau ci-dessous présente néanmoins les données proforma non auditées de l'EBIT 2024 et 2023 sur base de la nouvelle organisation effective au 1er février 2025.

En millions d'euros (données non auditées)	31 déc. 2024 proforma	31 déc. 2023 proforma
Renewables & Flex Power	**3 696**	**3 539**
Renewables & BESS	2 413	2 310
Gas generation	1 283	1 229
Infrastructures	**2 953**	**2 762**
Networks	2 429	2 243
Local Energy Infrastructures	524	519
Supply & Energy Management	**3 077**	**4 120**
BtoC	695	569
BtoB	1 067	1 581
Energy Management	1 316	1 970
Autre	**(833)**	**(942)**
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	**8 893**	**9 479**
Nucléaire	**1 448**	**605**
TOTAL EBIT	**10 341**	**10 084**

6.1.1.5 Comptes sociaux

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2024, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 40 805 millions d'euros, en retrait par rapport à 2023 (54 149 millions d'euros) sur le marché du gaz et de l'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à 766 millions d'euros au 31 décembre 2024, en forte augmentation de +1 753 millions d'euros par rapport à l'exercice 2023 où il était de -987 millions d'euros. La marge énergie s'améliore de +1 344 millions d'euros.

Le résultat financier est de 654 millions d'euros, stable par rapport à 2023.

Le résultat non récurrent (2 627 millions d'euros) est principalement impacté par les variations de valeurs sur titres de participation (dont Electrabel SA).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 412 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 247 millions d'euros à la clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 378 millions d'euros.

Le résultat net ressort à +4 460 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 29 372 millions d'euros contre 28 376 millions d'euros à fin 2023, soit une augmentation de +996 millions d'euros liée au résultat de l'exercice 2024 (+4 460 millions d'euros) et au paiement du dividende 2023 pour un montant de -3 503 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, les dettes financières ressortent à 49 341 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 13 494 millions d'euros (dont 7 209 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application des articles L. 441-14 et D. 441-6 du Code de commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

INFORMATIONS RELATIVES AUX DÉLAIS DE PAIEMENT DES FOURNISSEURS ET DES CLIENTS MENTIONNÉS AUX ARTICLES L. 441-10 À L. 441-16 DU CODE DE COMMERCE

	Articles L. 441-10 à L. 441-16 : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Articles L. 441-10 à L. 441-16 : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
En millions d'euros	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) TRANCHES DE RETARD DE PAIEMENT												
Nombre de factures concernées	-					21 581						5 077 152
Montant total des factures concernées TTC	-	16,2	17,5	-	386,3	420,0		201,7	16,7	23,4	630,5	872,3
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,03%	0,04%	0,00%	0,83%	0,90%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice								0,42%	0,03%	0,05%	1,31%	1,81%
(B) FACTURES EXCLUES DU (A) RELATIVES À DES DETTES ET CRÉANCES LITIGIEUSES OU NON COMPTABILISÉES												
Nombre des factures exclues						460						243
Montant total des factures exclues						(22,1)						0,6
(C) DÉLAIS DE PAIEMENT DE RÉFÉRENCE UTILISÉS (CONTRACTUEL OU DÉLAI LÉGAL – ARTICLE L. 441-6 OU ARTICLE L. 443-1 DU CODE DE COMMERCE)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours					
							Délais légaux : 30 jours					

6.1.2 Trésorerie et capitaux

6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur

6.1.2.1.1 Structure de l'endettement

L'endettement brut, hors découverts bancaires, coût amorti et dérivés, à fin 2024 s'élève à 47,2 milliards d'euros. Celui-ci est en hausse par rapport à fin 2023. Il se compose principalement de financements obligataires pour 34,8 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 6,8 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,6 milliard d'euros. Les emprunts à court terme (titres négociables à court terme) représentent 11% de la dette brute totale à fin 2024.

84% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et titres négociables à court terme). Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 29,4 milliards d'euros à fin 2024. Hors coût amorti et après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 65% en euros, 18% en dollars américains et 10% en real brésiliens à fin 2024.

Après impact des dérivés, 84% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 4,6%. La durée moyenne de la dette nette est de 13 ans à fin 2024.

La Note 11 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux" décrit les principaux contrats portés par ENGIE SA.

6.1.2.1.2 Principales opérations de l'année 2024

La Note 14.3.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" décrit les principales opérations de l'année 2024 impactant l'endettement financier net.

En juin 2024, le Groupe a exercé sa première option d'extension de la ligne de crédit syndiquée de 4,5 milliards d'euros refinancée en septembre 2023, portant ainsi sa maturité au 13 septembre 2029.

6.1.2.1.3 Notations

ENGIE a des notations sollicitées par Standard & Poor's, Moody's et Fitch.

En novembre 2024, S&P a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à BBB+/A-2, avec perspective stable.

En juillet 2024, Moody's a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à Baa1/P-2, avec perspective stable.

En juillet 2024, Fitch a abaissé la notation émetteur long terme d'ENGIE SA de A- à BBB+, et a confirmé la notation court terme F1, avec perspective stable.-yy

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2024, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,8 milliards d'euros. Ces lignes peuvent servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de titres négociables à court terme. Près de 93% de ces lignes sont gérées de façon centralisée. À fin 2024, aucune ligne centralisée "revolving" n'est utilisée et leur disponibilité n'est sujette à aucun covenant financier et n'est pas liée à une notation de risque crédit. Les contreparties de ces lignes sont bien diversifiées puisqu'aucune ne détient plus de 10% du total de ces lignes centralisées.

Le Groupe met par ailleurs en place des financements dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés à leurs états financiers. Ces financements sont sans recours sur ENGIE SA ou le GIE ENGIE Alliance. La définition ainsi que le niveau de ces ratios, également connus comme covenants financiers, sont déterminés en accord avec les prêteurs. Une révision de ces éléments peut intervenir durant la vie du prêt.

Les ratios les plus fréquents sont :

- *Debt Service Cover Ratio* = *Free Cash-Flow*/(Principal + charge d'intérêt) ou au service des intérêts (*Interest Cover Ratio* = EBITDA/charge d'intérêt) ;
- *Loan Life Cover Ratio* (actualisation au coût moyen de la dette des *Free Cash-Flows* futurs divisée par le montant emprunté restant dû) ;
- *Dette/Equity Ratio* ou maintien d'un montant minimal d'investissements en fonds propres (*Equity*).

Au 31 décembre 2024, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucun défaut lié à des ratios financiers ou à des niveaux de notation n'est à observer sur les lignes de crédit disponibles centralisées.

6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et par le recours au marché des capitaux de manière opportuniste, ainsi que par l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 2,4 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2025. Ce total n'intègre pas les titres négociables à court terme de 5 milliards d'euros arrivant à maturité. Le Groupe a par ailleurs une trésorerie de 17,7 milliards d'euros au 31 décembre 2024 (nette des découverts bancaires). Il a également un montant de 12,8 milliards d'euros de lignes disponibles dont 1,2 milliard d'euros à échéance 2025. Ce montant de lignes disponibles est non netté du montant des titres négociables à court terme.

6.2 COMPTES CONSOLIDÉS

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
CHIFFRE D'AFFAIRES	**6.2 & 7**	**73 812**	**82 565**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(49 465)	(56 992)
Charges de personnel	8.2	(8 623)	(8 149)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(5 547)	(4 911)
Impôts et taxes	8.4	(2 391)	(2 627)
Autres produits opérationnels		1 185	1 541
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		**8 970**	**11 427**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	850	1 066
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		**9 820**	**12 493**
Pertes de valeur	9.1	(709)	(1 318)
Restructurations	9.2	(369)	(47)
Effets de périmètre	9.3	439	(85)
Autres éléments non récurrents	9.4	(151)	(4 945)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**9 030**	**6 098**
Charges financières		(3 845)	(3 340)
Produits financiers		2 003	1 177
RÉSULTAT FINANCIER	**10**	**(1 842)**	**(2 163)**
Impôt sur les bénéfices	11	(2 215)	(1 031)
RÉSULTAT NET		**4 973**	**2 903**
Résultat net part du Groupe		**4 106**	**2 208**
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		**867**	**695**
Résultat net part du groupe par action *(euros)* (1)	12	1,66	0,88
Résultat net part du groupe par action dilué *(euros)* (1)	12	1,65	0,88

(1) Conformément aux dispositions d'IAS 33 – Résultat par action, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
RÉSULTAT NET		**4 973**	**2 903**
Instruments de dette	14.1	(17)	325
Couverture d'investissement net	15	(265)	148
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	15	(271)	(83)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	15	4 261	(3 162)
Impôts différés sur éléments recyclables ou recyclés		(763)	765
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(175)	36
Écarts de conversion		206	(343)
Total éléments recyclables		**2 978**	**(2 315)**
Instruments de capitaux propres	14.1	225	120
Pertes et gains actuariels		404	(580)
Impôts différés sur éléments non recyclables		(75)	135
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		-	1
Total éléments non recyclables		**554**	**(324)**
Total éléments recyclables et non recyclables		**3 532**	**(2 639)**
RÉSULTAT GLOBAL		**8 505**	**264**
Dont quote-part du Groupe		7 586	(717)
Dont quote-part des participations ne donnant pas le contrôle		919	981

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État de la situation financière

ACTIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
ACTIFS NON COURANTS			
Goodwill	13.1	13 291	12 864
Immobilisations incorporelles nettes	13.2	7 964	8 449
Immobilisations corporelles nettes	13.3	64 388	57 950
Autres actifs financiers	14	7 722	14 817
Instruments financiers dérivés	14	6 689	12 764
Actifs de contrats	7	3	1
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	8 373	9 213
Autres actifs non courants	22	908	990
Actifs d'impôt différé	11	847	1 974
Total actifs non courants		**110 185**	**119 023**
ACTIFS COURANTS			
Autres actifs financiers	14	11 959	2 170
Instruments financiers dérivés	14	6 366	8 481
Créances commerciales et autres débiteurs	7	16 173	20 092
Actifs de contrats	7	9 229	9 530
Stocks	22	5 061	5 343
Autres actifs courants	22	12 395	13 424
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	16 928	16 578
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	1 248	-
Total actifs courants		**79 359**	**75 617**
TOTAL ACTIF		**189 544**	**194 640**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

PASSIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Capitaux propres part du Groupe		34 556	30 057
Participations ne donnant pas le contrôle	2	6 902	5 667
Total capitaux propres	**16**	**41 458**	**35 724**
PASSIFS NON COURANTS			
Provisions	17	15 909	18 792
Emprunts à long terme	14	42 880	37 920
Instruments financiers dérivés	14	7 695	16 755
Autres passifs financiers	14	97	82
Passifs de contrats	7	153	93
Autres passifs non courants	22	2 591	3 614
Passifs d'impôt différé	11	5 875	5 632
Total passifs non courants		**75 201**	**82 889**
PASSIFS COURANTS			
Provisions	17	17 712	13 801
Emprunts à court terme	14	9 127	9 367
Instruments financiers dérivés	14	5 951	7 806
Fournisseurs et autres créanciers	14	19 153	22 976
Passifs de contrats	7	3 818	3 960
Autres passifs courants	22	16 565	18 118
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	560	-
Total passifs courants		**72 884**	**76 027**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**189 544**	**194 640**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2022	**2 435**	**25 667**	**5 036**	**3 393**	**(668)**	**(1 422)**	**(189)**	**34 253**	**5 032**	**39 285**
Résultat net	-	-	2 208	-	-	-	-	2 208	695	2 903
Autres éléments du résultat global	-	-	(307)	-	(2 348)	(270)	-	(2 925)	286	(2 639)
Résultat global	**-**	**-**	**1 901**	**-**	**(2 348)**	**(270)**	**-**	**(717)**	**981**	**264**
Rémunération sur base d'actions	-	-	53	-	-	-	-	53	-	53
Dividendes distribués en numéraire [1]	-	(1 752)	(1 675)	-	-	-	-	(3 427)	(522)	(3 949)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(69)	-	-	-	12	(57)	-	(57)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée	-	-	(80)	-	-	-	-	(80)	-	(80)
Transactions entre actionnaires [2]	-	-	(99)	-	-	-	-	(99)	(68)	(168)
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	201	201
Changements normatifs	-	-	(5)	-	-	-	-	(5)	-	(5)
Autres variations [3]	-	-	137	-	-	-	-	137	4	140
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 435**	**23 916**	**5 198**	**3 393**	**(3 015)**	**(1 693)**	**(177)**	**30 057**	**5 667**	**35 724**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 16 "Éléments sur capitaux propres" des états financiers consolidés au 31 décembre 2023.

(2) Concerne principalement l'acquisition de la participation minoritaire détenue par Mitsui & Co., Ltd. ("Mitsui") dans International Power (Australia) Holdings Pty Limited ("IPAH") (voir Note 4 "Principales variations de périmètre" des états financiers consolidés au 31 décembre 2023).

(3) L'impact net concerne principalement la résolution du litige avec l'Administration fiscale française sur la cession sans recours de la créance de précompte opérée par le Groupe en 2005. Ce litige est présenté dans la Note 23 "Contentieux et enquêtes" des états financiers consolidés au 31 décembre 2023.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 435**	**23 916**	**5 198**	**3 393**	**(3 015)**	**(1 693)**	**(177)**	**30 057**	**5 667**	**35 724**
Résultat net	-	-	4 106	-	-	-	-	4 106	867	4 973
Autres éléments du résultat global	-	-	530	-	2 815	135	-	3 480	52	3 532
Résultat global	**-**	**-**	**4 636**	**-**	**2 815**	**135**	**-**	**7 586**	**919**	**8 505**
Rémunération sur base d'actions	-	(9)	98	-	-	-	-	90	-	90
Dividendes distribués en numéraire [1]	-	(2 882)	(621)	-	-	-	-	(3 503)	(627)	(4 130)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(105)	-	-	-	55	(49)	-	(49)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [1]	-	-	(80)	645	-	-	-	565	-	565
Transactions entre actionnaires [1]	-	-	(189)	-	-	-	-	(189)	912	724
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	30	30
Autres variations	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 435**	**21 025**	**8 937**	**4 038**	**(200)**	**(1 557)**	**(122)**	**34 556**	**6 902**	**41 458**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 16 "Éléments sur capitaux propres".

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
RÉSULTAT NET		**4 973**	**2 903**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(850)	(1 066)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		1 097	1 031
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		5 991	11 020
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(290)	136
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(136)	(2 430)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(441)	(382)
- Charge d'impôt	11	2 215	1 031
- Résultat financier	10	1 842	2 163
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**14 401**	**14 407**
+ Impôt décaissé		(1 030)	(1 687)
Variation du besoin en fonds de roulement	**22.1**	**(227)**	**397**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**13 144**	**13 117**
Investissements corporels et incorporels	13.2 & 13.3	(9 385)	(7 328)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	4 & 14	(670)	(1 392)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 & 4	(66)	(237)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	1 693	(1 675)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	13.2 & 13.3	75	122
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	4 & 14	279	27
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 & 4	529	131
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	32	(8)
Intérêts reçus d'actifs financiers		475	118
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		(12)	9
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres		(4 289)	(1 585)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(11 338)**	**(11 818)**
Dividendes payés [(1)]		(4 147)	(4 067)
Remboursement de dettes financières		(3 707)	(6 671)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(475)	15
Intérêts financiers versés		(1 732)	(1 058)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		750	569
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		69	134
Augmentation des dettes financières		6 087	10 716
Augmentation/diminution de capital		1 040	200
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(86)	(57)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	16	743	-
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**(1 457)**	**(218)**
Effet des variations de change et divers		2	(73)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**350**	**1 008**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a l'ouverture		**16 578**	**15 570**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a la clôture		**16 928**	**16 578**

(1) La ligne "Dividendes payés" comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (voir Note 16 "Éléments sur capitaux propres").

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

6.2.2 Notes aux comptes consolidés

NOTE 1	Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés	344
NOTE 2	Principales filiales au 31 décembre 2024	346
NOTE 3	Participations dans les entreprises mises en équivalence	352
NOTE 4	Principales variations de périmètre	359
NOTE 5	Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière	361
NOTE 6	Information sectorielle	365
NOTE 7	Ventes	368
NOTE 8	Charges opérationnelles	371
NOTE 9	Autres éléments du résultat des activités opérationnelles	372
NOTE 10	Résultat financier	374
NOTE 11	Impôts	374
NOTE 12	Résultat par action	378
NOTE 13	Actifs immobilisés	378
NOTE 14	Instruments financiers	389
NOTE 15	Risques liés aux instruments financiers	402
NOTE 16	Éléments sur les capitaux propres	417
NOTE 17	Provisions	419
NOTE 18	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	426
NOTE 19	Paiements fondés sur des actions	432
NOTE 20	Transactions avec des parties liées	434
NOTE 21	Rémunérations des dirigeants	435
NOTE 22	Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs	435
NOTE 23	Contentieux et enquêtes	437
NOTE 24	Événements postérieurs à la clôture	441
NOTE 25	Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	442
NOTE 26	Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises	442

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 26 février 2025, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2024.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1.1 Référentiel comptable

En application du Règlement délégué (UE) n° 2019/980 de la Commission européenne du 14 mars 2019, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2023 et 2024 et sont établies conformément au Règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2024, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne [1].

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2024 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2023 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2024

- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* : classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants et passifs non courants assortis de clauses restrictives.
- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location* : passif locatif découlant d'une cession-bail.
- Amendements IAS 7 – *État des flux de trésorerie* et IFRS 7 – *Instruments financiers* : *Informations à fournir* – Accords de financement de fournisseurs.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2025 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 21 – *Effet des variations des cours des monnaies étrangères* : absence de convertibilité.
- IFRS 18 – *Présentation et informations des états financiers* [2].
- IFRS 19 – *Filiales sans responsabilité publique* : *Informations à fournir* [2].
- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers* et IFRS 7 – *Instruments financiers* : *Informations à fournir* – Classification et évaluation des instruments financiers [2].
- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers* et IFRS 7 – *Instruments financiers* : *Informations à fournir* - Contrats référençant de l'électricité dépendant de facteurs naturels [2].
- *Annual Improvements to IFRS* – Volume 11 [2].

Les analyses des incidences de l'application de ces textes sont en cours.

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

1.2.1 Convention du coût historique

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros et préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IFRS 9.

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1er janvier 2004.

1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1er janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1er janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les "Intérêts reçus d'actifs financiers" sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les "Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie" sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

(1) *Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne :http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410*
(2) *Ces textes n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.*

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.2.3.2 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de la situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en "écarts de conversion" au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que des produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la volatilité des marchés des matières premières et de la guerre en Ukraine, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement et la volatilité des marchés ont aussi été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et de l'électricité.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* (voir Note 13.1), des immobilisations incorporelles (voir Note 13.2) et des immobilisations corporelles (voir Note 13.3) ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers et la prise en compte des incertitudes dans les hypothèses clés retenues, notamment la mise à jour des principaux paramètres d'évaluation des instruments dérivés sur matières premières (voir Notes 14 et 15) ;
- l'évaluation des provisions et en particulier des provisions pour démantèlement, des provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (voir Notes 17 et 18) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit "en compteur" dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients, dans un contexte de variation des prix des matières premières (voir Note 7) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable (voir Note 11).

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas, de manière précise, des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (voir Notes 2 et 3) ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (voir Note 7) ;
- la comptabilisation, dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients (voir Note 7) ;
- la détermination des "activités normales", au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (voir Note 14) ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 - *Instruments financiers : Présentation* (voir Note 14) ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location (voir Note 13.3).

La liste des entités pour lesquelles le groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 2 “Principales filiales au 31 décembre 2024” et dans la Note 3 “Participations dans les entreprises mises en équivalence”.

1.3.3 Prise en compte des enjeux Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG) dans l’établissement des états financiers du Groupe

Des informations incluses dans ce chapitre constituent des éléments qui sont également requis dans le cadre de l’établissement de l’état de durabilité selon les normes européennes de *reporting* de durabilité ("ESRS", voir Section 3.1 "Etat de durabilité"). Ces éléments sont identifiés à l’aide d’un pictogramme **[ESRS]** et présentés dans la table de concordance disponible à la section 3.1.5 Annexes.

Lors de la préparation des états financiers consolidés, les Risques et Opportunités des sujets Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance, identifiés lors de l’analyse de double matérialité et décrits dans le Chapitre 3 “État de durabilité et plan de vigilance”, ont été pris en compte afin d’en déterminer les éventuels impacts significatifs sur l’information financière présentée.

Le Groupe a notamment exercé son jugement pour retenir les hypothèses reflétant les problématiques climatiques. En particulier, le Groupe a vérifié s’il existait des indications selon lesquelles des actifs non financiers pourraient s’être dépréciés ou si des provisions devaient être comptabilisées :

- les engagements pris par la France, l’Europe et les différents États au plan international, en particulier en matière de neutralité carbone à moyen et long terme, sont pris en compte (i) dans l’évaluation de la valeur des actifs du Groupe notamment au travers des scénarios de prix long terme utilisés dans les tests de dépréciation (voir Note 13.4), ainsi que (ii) dans l’évaluation des provisions pour démantèlement, notamment en appréciant la durée d’utilité des infrastructures gazières en France en fonction de l’évolution attendue du mix énergétique (voir Note 17) ;
- les engagements pris spécifiquement par ENGIE sont également reflétés dans l’évaluation de la valeur des actifs du Groupe (voir Note 13.4.1), en particulier (i) la sortie complète des activités charbon d’ici 2027, qui concerne au premier plan l’Amérique du Sud, en fonction des perspectives propres à chaque actif (fermeture, conversion ou cession et arrêt de ventes) et (ii) la réduction progressive de l’intensité carbone des activités de production d’électricité du Groupe vers un *net zero* d’ici 2045 et plus largement l’orientation stratégique des investissements en faveur de la transition énergétique via l’accroissement de son parc d’énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz décarboné confirmant, par là même, un scénario mixte Gaz/Électricité dans les projections à long terme faites par le Groupe à réglementation/modalités de rémunération inchangées pour les actifs régulés en France notamment, et le développement d’offres de services décarbonées.

Par ailleurs, les hypothèses reflétant les autres problématiques ESG ont été appréciées afin d’identifier la nécessité de comptabiliser une provision (voir Note 17) ou donner une information complémentaire (voir Note 23) en lien avec les sujets suivants :

- la reconstitution ou la remise en état des sites (par exemple : obligations de démantèlement des infrastructures, dépollution des sols) ;
- l’exposition du Groupe à des risques relatifs aux personnes, à des litiges commerciaux et autre risque juridique en cas de non-respect d’une réglementation ou d’une législation, ou encore à d’autres contentieux et enquêtes au titre des activités propres du Groupe (voir Note 23).

Pour rappel, la gestion des risques climatiques et environnementaux, les risques sociaux et sociétaux ainsi que leurs enjeux pour le Groupe sont présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle interne" et le Chapitre 3 "État de durabilité et plan de vigilance" du Document d’enregistrement universel. **[ESRS 2 - SBM-3]**

NOTE 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2024

PRINCIPES COMPTABLES

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d’IFRS 10 – *États financiers consolidés*. Le Groupe contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l’investisseur dispose de droits effectifs lui conférant la capacité de diriger les activités pertinentes de l’entité ;
- l’investisseur a droit et est exposé aux rendements variables de l’entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l’investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influer sur ces rendements.

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2024

En application du règlement n° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l’Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;
- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d’affaires, total des capitaux propres…) ou des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.engie.com, rubrique Investisseurs/Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (voir Note 14.1.1.1) en tant que “Instruments de capitaux propres à la juste valeur”.

La liste des principales filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et endettement financier net. Les principales participations mises en équivalence (entreprises associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Certaines sociétés, à l'instar d'ENGIE SA, d'ENGIE Énergie Services SA, ou d'Electrabel SA, comportent des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différents secteurs reportables. Dans les tableaux qui suivent, ces activités opérationnelles et fonctions de siège sont présentées au sein de leur secteur reportable respectif sous la dénomination de leur société d'origine suivie du signe *.

Renouvelables

			% d'intérêt	
Nom	Activité	Pays	31 déc. 2024	31 déc. 2023
BTE Renewables	Production et ventes d'électricité	Afrique du Sud	60,0	60,0
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	50,0	50,0
ENGIE Energía Perú*	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Renouvelables	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Romania* (1)	Ventes d'énergie	Roumanie	63,0	51,0
Groupe ENGIE Brasil Energia *	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Jupiter Equity Holding	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0
Kathu Solar Park	Production et ventes d'électricité	Afrique du Sud	57,7	57,7
Mercury Equity Holding	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0
Saturn Equity Holding (2)	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	100,0
Saturn Storage Equity Holdings (2)	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	100,0
Tacoma Equity Holdco (2)	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	-

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.
(2) En septembre 2024, le Groupe a finalisé la cession d'un pourcentage minoritaire dans un portefeuille d'actifs de stockage et d'énergies renouvelables de 2,7 GW aux États-Unis.

Infrastructures

			% d'intérêt	
Nom	Activité	Pays	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Elengy	Terminaux méthaniers	France	60,8	60,8
ENGIE Romania* (1)	Distribution de gaz naturel	Roumanie	63,0	51,0
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	60,8	60,8
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia*	Transport d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile*	Transport d'électricité	Chili	60,0	60,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy) (2)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	60,8	60,8
Storengy Deutschland	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.
(2) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.

Energy Solutions

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2024	% d'intérêt 31 déc. 2023
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5
Energie SaarLorLux AG	Services à l'énergie	Allemagne	51,0	51,0
ENGIE Deutschland	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA*	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0

FlexGen

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2024	% d'intérêt 31 déc. 2023
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Energía Perú*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Energie Nederland N.V.*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Thermique France	Production d'électricité, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Royaume-Uni	75,0	75,0
Group Broad Reach Power	Stockage par batteries	États-Unis	100,0	100,0
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Chili	60,0	60,0
Pelican Point Power Limited	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Australie	100,0	100,0
UCH Power Limited	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pakistan	100,0	100,0

Retail

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2024	% d'intérêt 31 déc. 2023
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania* (1)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergie	Roumanie	63,0	51,0
ENGIE SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	100,0	100,0

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

Nucléaire

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2024	% d'intérêt 31 déc. 2023
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions nucléaires	Belgique	100,0	100,0

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2024	% d'intérêt 31 déc. 2023
Cogac	*Holding*	France	100,0	100,0
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG*	*Holding, Energy management trading*	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding B.V.	*Holding, Energy management trading*	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V.*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA*	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Energy Management*	*Energy management trading*	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
Engie Energy Services International SA	*Holding*	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Finance SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	*Energy management trading*	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	*Holding* – société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A*	*Holding, Energy management trading*	Italie	100,0	100,0
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, Gaz naturel, GNL, Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania*(1)	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	63,0	51,0
ENGIE SA*	Holding – société mère, *Energy management trading*, ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Group Participations	*Holding*	France	100,0	100,0
Genfina	*Holding*	Belgique	100,0	100,0
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
International Power Limited	*Holding*	Royaume-Uni	100,0	100,0
Tractebel Engineering International	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

2.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe aux rendements variables de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

GRTgaz (Infrastructures France) (1) : 60,8%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 38,6% du capital de GRTgaz a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3e directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe

(1) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.

estime qu'il détient le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) compte tenu de sa capacité à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et à prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionnariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ;
- règles de nomination des membres clés de la direction ;
- relations contractuelles et transactions significatives.

La principale entité consolidée en intégration globale dans laquelle le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote au 31 décembre 2024 est la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%).

La Compagnie Nationale du Rhône ("CNR" – Renouvelables France) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98%, et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2%. Le solde, soit 16,82%, est dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi "Murcef" selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert entre les actionnaires minoritaires.

2.3 Principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau ci-après présente les filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives aux capitaux propres, au résultat net au 31 décembre 2024 et au 31 décembre 2023, ainsi que les dividendes versés à ces participations ne donnant pas le contrôle :

En millions d'euros		Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
Noms	**Activités**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France) (1)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	39,2	39,2	121	158	1 581	1 611	175	194
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) (2)	Production et ventes d'électricité – parc thermique	40,0	40,0	67	(147)	592	504	20	0
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie) (3)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	37,0	49,0	82	70	567	671	16	(0)
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) (2)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	204	145	686	569	83	58
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) (2)	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydro-électrique	38,2	38,2	33	5	441	412	11	12
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				360	464	3 036	1 900	321	258
TOTAL				**867**	**695**	**6 902**	**5 667**	**627**	**522**

(1) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.
(2) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que la société ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.
(3) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

2.3.1 Informations financières résumées sur les principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-Groupe.

	Groupe GRTgaz [1]		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania [2]	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 562	2 623	1 597	1 732	1 747	2 111
Résultat net	309	403	168	(367)	191	142
Résultat net part du Groupe	188	245	101	(220)	110	72
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	16	56	62	(43)	(26)	(7)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**204**	**301**	**163**	**(264)**	**83**	**65**
État de situation financière						
Actifs courants	1 050	1 189	1 154	1 170	727	796
Actifs non courants	9 675	9 780	3 885	3 058	1 270	1 062
Passifs courants	(1 418)	(1 325)	(586)	(655)	(345)	(398)
Passifs non courants	(5 270)	(5 532)	(2 985)	(2 325)	(137)	(102)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**4 036**	**4 112**	**1 469**	**1 247**	**1 515**	**1 358**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 581**	**1 611**	**592**	**504**	**567**	**671**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 064	1 090	603	482	391	412
Flux issus des activités d'investissement	(495)	(486)	(580)	(424)	(208)	(148)
Flux issus des activités de financement	(588)	(616)	160	86	(137)	(254)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [3]	**(19)**	**(13)**	**183**	**144**	**47**	**11**

(1) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.
(2) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.
(3) Hors effet des variations de change et divers.

	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Compte de résultat				
Chiffre d'affaires	1 924	1 979	664	704
Résultat net	642	434	86	12
Résultat net part du Groupe	438	288	53	8
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(176)	(73)	45	(24)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**262**	**216**	**98**	**(17)**
État de situation financière				
Actifs courants	1 141	1 691	581	543
Actifs non courants	6 404	5 571	1 842	1 778
Passifs courants	(897)	(1 081)	(375)	(372)
Passifs non courants	(4 928)	(4 875)	(893)	(870)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**1 720**	**1 306**	**1 155**	**1 079**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTROLE	**686**	**569**	**441**	**412**
État des flux de trésorerie				
Flux issus des activités opérationnelles	1 267	1 309	239	162
Flux issus des activités d'investissement	(1 482)	(711)	(94)	(94)
Flux issus des activités de financement	(3)	(39)	(60)	(72)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [1]	**(218)**	**559**	**86**	**(4)**

(1) Hors effet des variations de change et divers.

NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

PRINCIPES COMPTABLES

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Une entreprise associée est une entité sur laquelle le Groupe exerce une influence notable.

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2024 et au 31 décembre 2023 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 043	4 259
Participations dans les coentreprises	4 330	4 954
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**8 373**	**9 213**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	329	486
Quote-part du résultat net des coentreprises	522	580
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**850**	**1 066**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les "Autres éléments du résultat global"	91	11
Quote-part des coentreprises dans les "Autres éléments du résultat global"	(266)	26
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**(175)**	**37**

À noter que les pertes de valeur comptabilisée sur les sociétés mise en équivalence sont commentées dans la Note 13.4.

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité.

  Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités "projet" ou "mono-actif" car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des droits porte sur les activités pertinentes résiduelles (celles qui ont un impact significatif sur les rendements variables de l'entité) ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe aux rendements variables de l'entité.

  Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumises, selon les cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Contrôle conjoint – distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des "autres faits et circonstances" fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS *Interpretation Committee* "IFRS IC" (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2024.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 Contribution des entreprises associées aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne "Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence" du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste d'entreprises associées jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe "Quote-part du résultat net des entreprises associées", "Participations dans les entreprises associées", total bilan des entreprises associées exprimé en quote-part du Groupe, entités associées portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs (capacité à 100%).

En millions d'euros			Pourcentage d'intégration des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
Noms	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats arabes unis, Oman, Koweit) [(1)]	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				1 326	1 346	174	176	29	24	205	143
Movhera	Centrales hydrauliques	1 702 MW	40,00	40,00	549	556	23	31	(5)	11	26	8
Energia Sustentável do Brasil (Brésil)	Centrales hydrauliques	3 675 MW	40,00	40,00	584	596	17	10	-	-	-	-
GASAG (Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,58	289	255	18	26	33	(36)	17	15
Eolia Renovables	Éolien	963 MW	40,00	40,00	358	343	8	14	7	(3)	-	28
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					938	1 163	89	227	26	15	131	122
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**4 043**	**4 259**	**329**	**486**	**91**	**11**	**378**	**316**

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé "sociétés projets au Moyen-Orient". Ce regroupement comprend principalement près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité installée totale de 26 386 MW (à 100%).

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de "Power and water purchase agreement" sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans.

Les centrales correspondantes sont, sur base des modalités contractuelles, comptabilisées selon IFRIC 12, IFRS 16 ou IAS 16 en tant qu'immobilisations corporelles ou en tant que créances financières. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droits de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -89 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre +18 millions d'euros en 2023) composés essentiellement d'une perte de valeur sur les actifs de production thermique en Italie. (voir Note 5.3 "Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)").

3.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des transactions intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE", les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2024											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 686	703	150	852	2 985	18 254	3 302	12 569	5 361	-	1 326
Energia Sustentável do Brasil	610	44	-	44	201	2 842	1 590	(7)	1 460	40,00	584
Movhera	402	58	(11)	46	212	2 015	93	763	1 372	40,00	549
GASAG	1 632	56	105	161	1 294	1 920	2 218	240	918	31,57	289
Eolia Renovables	128	20	17	37	119	2 130	195	1 147	894	40,00	358
AU 31 DÉCEMBRE 2023											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 886	714	88	802	2 635	18 229	2 856	12 785	5 223	-	1 346
Energia Sustentável do Brasil	625	24	-	24	286	3 276	2 077	(5)	1 489	40,00	596
Movhera	434	78	28	106	249	2 055	85	829	1 390	40,00	556
GASAG	2 283	84	(112)	(28)	1 640	2 058	2 643	247	809	31,57	255
Eolia Renovables	177	36	(7)	29	138	2 165	226	1 219	858	40,00	343

3.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2024.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	223	7	59	149	-	-
Contassur [1]	-	-	-	260	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	127	-	-	-	-	12	-
Movhera	-	56	10	27	95	-	-
Autres	95	60	11	49	109	17	4
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**221**	**338**	**28**	**396**	**356**	**29**	**4**

(1) Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité. Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'"Autres actifs" dans l'état de la situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 260 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 242 millions d'euros au 31 décembre 2023.

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 Contribution des coentreprises aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, ainsi que la ligne "Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence" du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe "Quote-part du résultat net des coentreprises", "Participations dans les coentreprises", total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

En millions d'euros

			% d'intégration des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
Noms	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (Brésil) [1]	Réseau de transport de gaz		50,00	65,00	582	1 059	343	368	(119)	29	417	387
National Central Cooling Company – "Tabreed" (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	925	872	56	34	(21)	35	44	39
EcoÉlectrica (Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	534 MW	50,00	50,00	306	293	55	52	-	-	63	61
Portefeuille d'actifs de production (Portugal) [2]	Production d'électricité	864 MW	-	50,00	34	218	23	34	(16)	(2)	6	40
WSW Energie und Wasser AG (Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	217	197	36	(33)	-	-	17	19
Iowa University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		39,10	39,10	236	222	6	6	(1)	(1)	5	4
Ocean Winds [3]	Production d'électricité	1 465 MW	50,00	50,00	187	415	(138)	6	(107)	(47)	-	-
Georgetown University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	176	200	6	7	-	-	-	-
Ohio State Energy Partners (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	22	50	(17)	(25)	2	9	16	17
Megal GmbH (Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	52	55	2	-	-	-	4	6
Transmisora Eléctrica del Norte (Chili) [4]	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	134	114	5	3	-	(3)	-	-
Energia Mayakan (Mexique) [5]	Réseau de transport de gaz		50,00		355	-	12		-	-	4	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 103	1 260	134	128	(4)	5	143	142
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**4 330**	**4 954**	**522**	**580**	**(266)**	**26**	**719**	**715**

(1) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) est de 44,52%.
(2) Fin 2024, ENGIE a finalisé, avec Marubeni, une transaction visant à partager, entre les parties, le portefeuille des actifs de production au Portugal, jusqu'ici détenu par la joint-venture TrustEnergy.
(3) Le résultat de la période comprend une perte de valeur comptabilisée sur les projets offshore aux États-Unis (voir Note 13.4).
(4) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transmisora Eléctrica del Norte est de 30%.
(5) En décembre 2024, le Groupe a finalisé, une cession partielle de son intérêt dans Mayakan pour atteindre une participation de 50% au 31 décembre 2024 (voir Note 4.1.2).

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -123 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre -39 millions d'euros en 2023). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (voir Note 5.3 "Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)").

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des transactions intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition pour ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE" de l'état de la situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

3.2.2.1 Informations sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2024							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 554	(189)	(303)	(166)	686	(292)	394
National Central Cooling Company "Tabreed"	-	(8)	(2)	(13)	139	(52)	87
EcoÉlectrica	-	-	1	(1)	57	-	57
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	175	(27)	(13)	(16)	56	(14)	42
WSW Energie und Wasser AG	1 064	(12)	-	(59)	106	1	107
Iowa University partnership	-	-	-	-	6	(1)	5
Ocean Winds	87	(20)	(71)	-	(289)	(214)	(503)
Georgetown University partnership	-	-	-	-	6	-	5
Ohio State Energy Partners	-	-	1	-	(16)	2	(14)
Megal GmbH	123	(66)	(3)	1	3	-	3
Transmisora Eléctrica del Norte	72	-	(29)	(5)	12	13	25
Energia Mayakan	60	(10)	(3)	(6)	24	1	25
AU 31 DÉCEMBRE 2023							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 672	(234)	(308)	(295)	566	45	610
National Central Cooling Company "Tabreed"	-	(8)	(5)	39	84	89	173
EcoÉlectrica	185	(31)	2	(6)	104	-	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	456	(48)	(19)	(28)	97	(7)	90
WSW Energie und Wasser AG	2 338	(19)	(4)	8	(118)	-	(118)
Iowa University partnership	89	-	(21)	-	15	5	20
Ocean Winds	39	(7)	124	(5)	13	(94)	(81)
Georgetown University partnership	81	(2)	(21)	(1)	13	5	18
Ohio State Energy Partners	188	(1)	(66)	-	(50)	15	(35)
Megal GmbH	122	(70)	(4)	2	-	-	-
Transmisora Eléctrica del Norte	71	-	(32)	(5)	9	(4)	4

3.2.2.2 Informations sur l'état de la situation financière

En millions d'euros	Trésorerie et équivalents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2024										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	360	370	4 531	533	151	2 555	1 419	1 165	50,00	582
National Central Cooling Company "Tabreed"	430	288	3 378	14	329	1 633	99	2 481	40,00	925
EcoÉlectrica	4	94	557	7	18	-	17	613	50,00	306
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	35	139	274	58	52	262	7	69	50,00	34
WSW Energie und Wasser AG	206	327	510	90	405	97	146	634	33,10	217
Iowa University partnership	7	14	1 254	8	10	652	-	605	39,10	236
Ocean Winds	359	95	5 144	3 264	456	900	386	596	50,00	187
Georgetown University partnership	3	19	1 080	22	18	711	-	351	50,00	176
Ohio State Energy Partners	-	74	1 567	47	48	1 479	22	45	50,00	22
Megal GmbH	13	6	607	50	14	396	59	107	49,00	52
Transmisora Eléctrica del Norte	77	26	757	38	5	549	-	268	50,00	134
Energia Mayakan	144	104	1 351	2	169	587	132	709	50,00	355
AU 31 DÉCEMBRE 2023										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	269	479	6 119	569	299	2 672	1 699	1 629	65,00	1 059
National Central Cooling Company "Tabreed"	450	254	3 713	-	233	1 737	94	2 352	40,00	872
EcoÉlectrica	4	76	543	3	17	-	17	587	50,00	293
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	285	403	550	101	236	372	51	479	50,00	218
WSW Energie und Wasser AG	68	422	878	211	277	222	96	562	33,10	197
Iowa University partnership	1	17	1 146	4	7	586	-	568	39,10	222
Ocean Winds	313	-	3 786	1 670	514	773	314	830	50,00	415
Georgetown University partnership	-	6	964	-	-	569	2	399	50,00	200
Ohio State Energy Partners	12	71	1 452	-	64	1 353	19	99	50,00	50
Megal GmbH	48	15	644	170	39	341	46	112	49,00	55
Transmisora Eléctrica del Norte	75	12	625	36	7	585	-	83	50,00	42

3.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2024 :

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
EcoÉlectrica	-	-	-	-	-	-	-
WSW Energie und Wasser AG	-	14	-	4	-	-	-
Megal GmbH	66	-	-	-	-	-	-
Futures Energies Investissements Holding	66	29	10	6	152	10	-
Ocean Winds	-	-	17	1	515	-	-
Autres	51	136	17	28	92	5	1
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**184**	**179**	**44**	**39**	**759**	**15**	**1**

3.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

3.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), et ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à -1 million d'euros au 31 décembre 2024 (contre 37 millions d'euros au 31 décembre 2023).

3.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2024, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent :

- Energia Sustentável do Brasil ("Jirau") pour un montant global de 3 782 millions de reals brésiliens (649 millions d'euros). Au 31 décembre 2024, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 9 455 millions de reals brésiliens (1 622 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 97 millions d'euros au titre essentiellement de garanties bancaires ;
- les sociétés projets au Moyen-Orient pour un montant global de 647 millions d'euros. Ces engagements et garanties concernent principalement :
  - des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 200 millions d'euros,
  - des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 167 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent à celles-ci, notamment lorsque ces financements sont sans recours, de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de six mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit,
  - des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 287 millions d'euros,
- Ocean Winds pour un montant total de 1 566 millions d'euros qui se rapporte essentiellement à des engagements de mise de fonds portant sur des projets en phase de construction à hauteur de 1 179 millions d'euros.

NOTE 4 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

PRINCIPES COMPTABLES

Conformément à la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de la situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Si l'actif classé comme détenu en vue de la vente ne satisfait plus les conditions mentionnées ci-dessus il sera reclassé conformément à la norme.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

4.1 Cessions finalisées au cours de l'exercice 2024

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice sur l'endettement financier net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO ou DBOO [(1)], sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession d'une participation de 15% dans Transportadora Associada de Gás S.A.	420	420
Cession d'une participation de 50% dans Energia Mayakan S. de R.L. de C.V.	193	206
Autres opérations de cession individuellement non significatives	236	321
Effets du classement en "actifs classés comme détenus en vue de la vente"	-	(65)
TOTAL	**849**	**882**

4.1.1 Cession d'une participation de 15% dans Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG")

ENGIE a finalisé, en janvier 2024, la cession partielle d'une participation de 15% dans TAG à la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) (partenaire actuel). À l'issue de cette transaction, TAG reste comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence. Le pourcentage de détention du Groupe s'élève désormais à 50% et le pourcentage d'intérêt net à 44,5%. Cette cession partielle s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 0,4 milliard d'euros et par un résultat de cession net d'impôt de 0,2 milliard d'euros.

4.1.2 Cession d'une participation de 50% dans Energia Mayakan S. de R.L. de C.V. ("Mayakan")

ENGIE a finalisé, en décembre 2024, la cession partielle à Macquarie d'une participation de 50% dans Mayakan. À l'issue de cette transaction, qui a préalablement impliqué le rachat, par ENGIE, de la quote-part du capital détenu par le partenaire minoritaire (EXI), le Groupe et Macquarie détiennent désormais Mayakan à parts égales. Cette cession partielle s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 0,2 milliard d'euros. L'effet sur le compte de résultat (+0,2 milliard d'euros) avait déjà été acté dans les comptes au 30 juin 2024 en "Effets de périmètre", au titre de la revalorisation de la quote-part d'intérêt conservée dans la société compte tenu du changement de gouvernance opéré sur le premier semestre 2024 (perte de contrôle dans Mayakan et application de la méthode de mise en équivalence).

(1) Develop, Build, Share and Operate (DBSO) ou Develop, Build, Own and Operate (DBOO), modèles utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés.

4.1.3 Actifs classés comme détenus en vue de la vente

Au 31 décembre 2024, le total des "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" et le total des "Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente" s'élèvent respectivement à 1 248 et 560 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2024
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	1
Autres actifs	1 247
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**1 248**
Dettes financières nettes	(65)
Autres passifs	625
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**560**

Les actifs suivants sont classés comme détenus en vue de la vente compte tenu du degré de probabilité élevé que ces transactions soient finalisées dans les 12 mois :

- **Touat** (E&P, Algérie) – accord signé le 20 décembre 2024 avec le groupe thaïlandais PTTEP et l'énergéticien italien ENI (actionnaire actuel). Cette transaction porte sur la cession complète de la participation mise en équivalence du Groupe (46%) dans E&E Algeria Touat BV (société détentrice d'une part de 65% dans le groupement TouatGaz, en partenariat avec Sonatrach, opérant le gisement gazier de Touat en Algérie). En raison de l'écart entre le prix de cession et la valeur de mise en équivalence, une reprise de perte de valeur de 0,2 milliard d'euros a été comptabilisée dans les comptes du 31 décembre 2024. Une fois finalisée, la transaction devrait réduire l'endettement financier net du Groupe de 0,4 milliard d'euros ;
- **Safi** (centrale thermique au charbon, Maroc) – accord signé le 4 décembre 2024 avec Nareva (un des actionnaires actuels). Cette transaction porte sur la cession d'une partie (15,66%) de la participation mise en équivalence du Groupe dans SAFIEC SA ("Safi"), exploitant la centrale électrique au charbon de Safi au Maroc. Compte tenu de la cession partielle, seule la quote-part cédée est classée comme actifs détenus en vue de la vente. En raison de l'écart entre le prix de cession et la valeur de mise en équivalence, une dépréciation de 0,1 milliard d'euros a été comptabilisée dans les comptes du 31 décembre 2024. La transaction a été finalisée le 21 janvier 2025. Compte tenu des modifications de gouvernance effectives depuis le *closing*, l'intérêt résiduel du Groupe dans Safi (17,67%) sera – dès 2025 – comptabilisé comme un instrument de capitaux propres selon la norme IFRS 9 ;
- **Uch** (centrales thermiques au gaz, Pakistan) – accord signé le 12 juillet 2024 avec Mindbridge & Sapphire. Cette transaction porte sur la cession complète de deux filiales, Uch Power Limited et Uch-II Power Limited. Les entités possèdent et exploitent des centrales électriques au gaz au Pakistan. En raison de l'écart entre le prix de cession et la valeur comptable des actifs, une dépréciation de 0,2 milliard d'euros a été comptabilisée dans les comptes du 31 décembre 2024. Une fois finalisée, la transaction devrait réduire l'endettement financier net du Groupe de 0,2 milliard d'euros.
- **Gaztransport & Technigaz (GTT)** – enfin, la participation résiduelle d'ENGIE dans GTT est également classée en "Actifs destinés à être cédés" compte tenu de la signature de la vente à terme (échéance septembre 2025) signée en mars 2024. Cette transaction sécurise ainsi la sortie complète d'ENGIE du capital de la société.

4.2 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2024

L'ensemble des Capex financiers réalisés au cours de l'exercice (acquisitions pour l'essentiel, y compris investissements financiers dans les sociétés mises en équivalence) a eu une incidence de 1 415 millions d'euros sur l'endettement financier net. La principale opération concerne l'acquisition au Brésil, en mars 2024, de cinq complexes photovoltaïques d'une capacité installée totale de 545 MW auprès d'Atlas. La participation est consolidée par intégration globale. L'impact de cette transaction sur l'endettement financier net du Groupe s'élève à 0,6 milliard d'euros.

NOTE 5 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS.

5.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**9 820**	**12 493**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	309	(2 430)
Dotations nettes aux amortissements et autres	5 129	4 886
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	97	47
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	212	22
EBITDA	**15 566**	**15 017**
Nucléaire	2 174	1 285
EBITDA HORS NUCLÉAIRE	**13 393**	**13 732**

5.2 EBIT

La réconciliation entre l'EBIT et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**9 820**	**12 493**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	309	(2 430)
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	212	22
EBIT	**10 341**	**10 084**
Nucléaire	1 448	605
EBIT HORS NUCLÉAIRE	**8 893**	**9 479**

5.3 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**4 106**	**2 208**
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		867	695
Résultat net		**4 973**	**2 903**
Rubriques du passage entre le "Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence" et le "Résultat des activités opérationnelles"		**790**	**6 395**
Pertes de valeur	*9.1*	*709*	*1 318*
Restructurations	*9.2*	*369*	*47*
Effets de périmètre	*9.3*	*(439)*	*85*
Autres éléments non récurrents	*9.4*	*151*	*4 945*

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Autres éléments retraités		**636**	**(3 092)**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*8*	*309*	*(2 430)*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*10*	*(16)*	*-*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*10*	*-*	*(8)*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*10*	*49*	*13*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*10*	*(98)*	*183*
Autres effets impôts retraités		*181*	*(872)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*212*	*22*
Résultat net récurrent		**6 399**	**6 206**
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		867	839
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**5 531**	**5 366**

5.4 Capitaux engagés industriels

La réconciliation entre les capitaux engagés industriels et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	72 352	66 399
(+) *Goodwill*	13 291	12 864
(-) Goodwill Gaz de France – SUEZ et International Power [1]	*(7 188)*	*(7 229)*
(+) Créances IFRS 16 et IFRIC 12	2 861	3 348
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	8 373	9 213
(-) Goodwill International Power [1]	*-*	*(39)*
(+) Actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires	12 896	9 984
(+) Marges Initiales	2 077	1 276
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	16 173	20 092
(-) Appels de marge [1][2]	*(3 697)*	*(3 207)*
(+) Stocks	5 061	5 343
(+) Actifs de contrats	9 232	9 531
(+) Autres actifs courants et non courants	13 304	14 414
(+) Impôts différés	(5 028)	(3 658)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres [1][2]	*(35)*	*(745)*
(-) Provisions	(33 621)	(32 593)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) [1]	*1 170*	*1 500*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(19 153)	(22 976)
(+) Appels de marge [1][2]	*1 877*	*3 269*
(-) Passifs de contrats	(3 971)	(4 053)
(-) Autres passifs courants et non courants	(19 260)	(21 777)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**66 714**	**60 957**

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.
(2) Les appels de marge inclus dans les rubriques "Créances commerciales et autres débiteurs" et "Fournisseurs et autres créanciers" correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

5.5 *Cash flow* des opérations (CFFO)

La réconciliation entre le *cash flow* des opérations (CFFO) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 401	14 407
Impôt décaissé	(1 030)	(1 687)
Variation du besoin en fonds de roulement	(227)	397
Intérêts reçus d'actifs financiers	475	118
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	(12)	9
Intérêts financiers versés	(1 732)	(1 058)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	750	569
Nucléaire – dépenses de démantèlement des installations et retraitement, stockage du combustible	435	321
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(475)	15
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	*475*	*(15)*
***CASH FLOW* DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**13 060**	**13 075**

5.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et investissements de croissance

La réconciliation entre les investissements corporels, incorporels et financiers (Capex) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Investissements corporels et incorporels	9 385	7 328
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	670	1 392
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*184*	*204*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	66	237
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(1 693)	1 675
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	4 289	1 585
(+) Autres	*(4)*	-
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	(743)	-
Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [(1)]	-	(62)
(-) Investissements financiers Synatom / Cessions d'actifs financiers Synatom	(2 495)	(3 082)
(+) Variation de périmètre – Acquisitions	311	1 338
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**9 970**	**10 614**
(-) Investissements de maintenance	(2 678)	(2 524)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	**7 292**	**8 091**

(1) Opérations "Develop, Build, Share & Operate" ; y compris financements Tax Equity reçus.

5.7 Endettement financier net

La réconciliation entre l'endettement financier net et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
(+) Emprunts à long terme	14.2 & 14.3	42 880	37 920
(+) Emprunts à court terme	14.2 & 14.3	9 127	9 367
(+) Instruments financiers passifs	14.4	13 646	24 561
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*(13 083)*	*(23 973)*
(-) Autres actifs financiers	14.1	(19 681)	(16 987)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		*14 022*	*8 891*
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		*1 129*	*2 124*
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		*2 655*	*4 558*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	14.1	(16 928)	(16 578)
(-) Instruments financiers actifs	14.4	(13 055)	(21 245)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*12 510*	*20 854*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**33 223**	**29 493**

5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**14.3**	**33 223**	**29 493**
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et démantèlement des installations nucléaires	17	24 531	23 887
Autres passifs nucléaires	17	822	816
Provisions pour démantèlement des installations hors nucléaires	17	1 569	1 384
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	18	827	957
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*239*	*253*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	18	(260)	(242)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	18	3 765	3 962
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(2 460)*	*(2 578)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(918)	(1 013)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*513*	*541*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créances Electrabel envers EDF	17 & 22	(13 978)	(10 944)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**47 874**	**46 517**

NOTE 6 INFORMATION SECTORIELLE

6.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

Jusqu'au 31 janvier 2025, ENGIE est organisé autour de :

- quatre *Global Business Units (GBU)* représentant les quatre métiers clés du Groupe : GBU Renouvelables, GBU Infrastructures, GBU *Energy Solutions*, et GBU *FlexGen & Retail* ;
- deux entités opérationnelles métier : Nucléaire et Global Energy Management & Sales ("GEMS") ; et
- un ensemble Autres regroupant principalement les fonctions *Corporate*, Tractebel depuis le changement de responsabilité managériale opéré le 1er mai 2024 ainsi que certaines *Holdings*.

Les secteurs reportables sont identiques aux secteurs opérationnels, et correspondent aux activités des GBU et entités opérationnelles métiers :

- **Renouvelables :** regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, l'éolien en mer et le stockage par batterie associé à un actif renouvelable. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité ;
- **Infrastructures :** englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène…) ;
- ***Energy Solutions* :** englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable) ;
- ***FlexGen* :** comprend les activités permettant de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité, par pompage ou par batterie) et de flexibilité aval (effacement ou déplacement de la consommation des clients *BtoC*). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène bas carbone. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité ;
- ***Retail* :** englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux particuliers. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels ;
- **Nucléaire :** englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) dont cinq en activité et des droits de tirage en France ;
- **Autres** regroupe les activités de GEMS ainsi que du *Corporate*, de Tractebel et des *holdings*. L'entité opérationnelle métier GEMS est en charge au niveau mondial de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la gestion des risques et de l'optimisation des actifs sur les marchés. Elle vend de l'énergie aux entreprises, et propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients.

L'organisation du Groupe a évolué à partir du 1er février 2025 (voir Note 24 "Évènements postérieurs à la clôture"), sans incidence sur l'information sectorielle présentée au 31 décembre 2024.

6.2 Indicateurs clés par secteur reportable

CHIFFRE D'AFFAIRES

	31 déc. 2024			31 déc. 2023 (1)		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Renouvelables	5 467	170	5 637	5 512	172	5 684
Infrastructures	7 231	1 045	8 276	6 873	1 032	7 905
Energy Solutions	9 853	280	10 133	10 405	357	10 762
FlexGen	4 937	1 390	6 327	5 264	2 508	7 772
Retail	14 070	406	14 476	16 443	367	16 810
Nucléaire	68	3 664	3 732	118	2 325	2 444
Autres	32 187	4 195	36 382	37 949	6 832	44 781
Dont GEMS	*31 377*	*4 131*	*35 507*	*37 221*	*6 776*	*43 997*
Élimination des transactions internes		(11 151)	(11 151)		(13 593)	(13 593)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**73 812**	-	**73 812**	**82 565**	-	**82 565**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	3 001	2 665
Infrastructures	4 362	4 151
Energy Solutions	842	831
FlexGen	1 878	1 929
Retail	938	821
Autres	2 372	3 335
Dont GEMS	*2 663*	*3 829*
TOTAL EBITDA HORS NUCLÉAIRE	**13 393**	**13 732**
Nucléaire	2 174	1 285
TOTAL EBITDA	**15 566**	**15 017**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	2 198	2 005
Infrastructures	2 460	2 265
Energy Solutions	356	367
FlexGen	1 467	1 513
Retail	695	569
Autres	1 718	2 761
Dont GEMS	*2 382*	*3 551*
TOTAL EBIT HORS NUCLÉAIRE	**8 893**	**9 479**
Nucléaire	1 448	605
TOTAL EBIT	**10 341**	**10 084**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Renouvelables	(4)	203
Infrastructures	411	446
Energy Solutions	100	22
FlexGen	286	355
Retail	-	-
Nucléaire	-	-
Autres	57	40
Dont GEMS	*10*	*32*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**850**	**1 066**

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 329 millions d'euros et 522 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 486 millions d'euros et 580 millions d'euros au 31 décembre 2023).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	24 258	20 001
Infrastructures	24 908	25 198
Energy Solutions	7 986	7 428
FlexGen	9 662	9 289
Retail	(88)	390
Nucléaire	(9 655)	(11 210)
Autres	9 642	9 861
Dont GEMS	*6 631*	*6 596*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**66 714**	**60 957**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	4 221	4 130
Infrastructures	2 343	2 173
Energy Solutions	1 076	1 089
FlexGen	1 457	2 135
Retail	228	247
Nucléaire	244	174
Autres	402	665
Dont GEMS	*220*	*182*
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**9 970**	**10 614**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

CAPEX DE CROISSANCE

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	4 012	3 966
Infrastructures	935	839
Energy Solutions	895	895
FlexGen	1 191	1 843
Retail	152	160
Nucléaire	78	19
Autres	30	370
Dont GEMS	*89*	*82*
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**7 292**	**8 091**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

6.3 Indicateurs clés par zone de commercialisation/d'implantation

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
France	32 623	36 676	33 438	32 802
Belgique	6 808	8 408	(6 953)	(9 259)
Autres Union européenne	15 868	18 303	8 624	9 713
Autres pays d'Europe	4 966	4 480	2 163	1 991
Amérique du Nord	5 525	5 329	11 933	8 989
Asie, Moyen-Orient et Océanie	3 185	4 366	4 040	3 830
Amérique du Sud	4 458	4 715	11 801	11 212
Afrique	379	289	1 668	1 679
TOTAL	**73 812**	**82 565**	**66 714**	**60 957**

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

NOTE 7 VENTES

7.1 Chiffre d'affaires

PRINCIPES COMPTABLES

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ de la norme IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*. Il est comptabilisé lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services.

Ainsi, l'analyse contractuelle des contrats de vente du Groupe a conduit à appliquer les principes suivants de reconnaissance du chiffre d'affaires :

- **Gaz, électricité et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires sur ces ventes est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.

  Les livraisons d'énergie sont suivies en temps réel ou de manière différée pour certains clients faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, auquel cas il est nécessaire d'estimer à la clôture la part du chiffre d'affaires non relevée dite "en compteur".

- **Infrastructures gazières, électriques et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires réalisé par les gestionnaires d'infrastructures gazières et électriques sur leurs prestations de mise à disposition de capacités de transport, de distribution ou de stockage, est comptabilisé linéairement sur la durée des contrats.

  Dans les pays où le Groupe est commercialisateur (fournisseur) d'énergie sans en être le distributeur ou le transporteur, principalement en France et en Belgique, une analyse des contrats de fourniture d'énergie et du cadre réglementaire est faite pour déterminer si le chiffre d'affaires doit être comptabilisé net des coûts d'acheminement facturés aux clients, en application des dispositions d'IFRS 15.

  Cette analyse peut conduire le Groupe à exercer son jugement pour déterminer si le commercialisateur agit en tant qu'agent ou principal pour les prestations de distribution et/ou de transport de l'électricité et du gaz refacturées au client. Les principaux critères utilisés par le Groupe pour exercer son jugement et conclure, dans certains pays, au rôle d'agent du fournisseur à l'égard du gestionnaire d'infrastructures sont : la responsabilité première de l'exécution de la prestation d'acheminement, de même que celle d'engagement de réservation de capacité auprès du gestionnaire d'infrastructures, ainsi que la latitude dans la fixation du prix de la prestation d'acheminement.

- **Constructions, installations, exploitation et maintenance**

  Le chiffre d'affaires des activités de constructions et d'installations concerne essentiellement des actifs, construits sur les sites de clients, tels que des unités de cogénération, des chaudières ou d'autres actifs liés à l'efficacité énergétique dès lors que les contrats correspondants sont dans le champ de la norme IFRS 15. Le chiffre d'affaires réalisé sur ces travaux de constructions et d'installations est habituellement comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

Dans le cadre des contrats d'exploitation et de maintenance, le Groupe est généralement responsable de l'exécution de prestations qui doivent permettre d'assurer la disponibilité d'installations de production d'énergie. La réalisation de ces prestations se fait de manière progressive et le revenu concerné est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

Si l'analyse contractuelle ne permet pas de conclure que le contrat est dans le champ d'IFRS 15, le chiffre d'affaires est alors présenté en chiffre d'affaires hors IFRS 15.

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est présenté dans la colonne "Autres" et comprend notamment les revenus de *trading*, de locations et de concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles et les effets au titre des mécanismes de bouclier tarifaire.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	31 déc. 2024
Renouvelables	-	4 913	79	216	259	5 467
Infrastructures	129	19	6 451	447	185	7 231
Energy Solutions	264	3 516	94	5 886	92	9 853
FlexGen	365	3 574	346	454	198	4 937
Retail	6 518	5 999	68	921	565	14 070
Nucléaire	-	12	10	28	18	68
Autres	11 436	17 424	311	839	2 177	32 187
Dont GEMS	*11 436*	*17 424*	*307*	*33*	*2 177*	*31 377*
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**18 712**	**35 455**	**7 359**	**8 792**	**3 494**	**73 812**

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	31 déc. 2023 [(1)]
Renouvelables	-	5 010	106	261	135	5 512
Infrastructures	138	5	6 068	434	228	6 873
Energy Solutions	268	4 163	88	5 807	80	10 405
FlexGen	92	4 332	274	400	166	5 264
Retail	7 631	6 229	82	1 003	1 497	16 443
Nucléaire	-	4	7	28	79	118
Autres	13 943	19 619	246	770	3 372	37 949
Dont GEMS	*13 943*	*19 619*	*241*	*46*	*3 372*	*37 221*
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**22 072**	**39 362**	**6 872**	**8 703**	**5 557**	**82 565**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

7.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

PRINCIPES COMPTABLES

Lors de leur comptabilisation initiale, le Groupe évalue les créances commerciales à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15.

Les actifs de contrats regroupent les montants auxquels l'entité a droit en échange de biens ou de services qu'elle a déjà fournis à un client mais pour lesquels le paiement n'est pas encore exigible ou est subordonné à la réalisation d'une condition particulière prévue au contrat. Lorsqu'un montant devient exigible, il est transféré au compte de créance.

Une créance client est comptabilisée dès que l'entité a un droit inconditionnel à percevoir un paiement. Ce droit inconditionnel existe dès l'instant où seul l'écoulement du temps rend le paiement exigible.

Les passifs de contrats regroupent les montants perçus par l'entité en rémunération de biens ou de services qu'elle n'a pas encore fournis au client. Le passif de contrat est soldé par la constatation du chiffre d'affaires.

Les créances commerciales et autres débiteurs de même que les actifs de contrats font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers est basé sur la méthode des pertes de crédit attendues. Pour calculer les pertes de valeur attendues, le Groupe retient une matrice de provisionnement pour les créances commerciales et les actifs de contrats dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base de portefeuille.

L'évolution du risque de crédit des grands clients et autres grandes contreparties est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 15 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

7.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Créances commerciales et autres débiteurs	16 173	20 092
Dont IFRS 15	*6 880*	*8 083*
Dont non-IFRS 15 (1)	*9 292*	*12 009*
Actifs de contrats	9 232	9 531
Produits à recevoir et factures à établir	*6 874*	*6 989*
Gaz et électricité en compteur (2)	*2 358*	*2 542*

(1) Dont la partie essentielle porte sur des contrats sur matières premières, financiers ou à livraison physique, comptabilisés comme des dérivés conformément à IFRS 9.
(2) Net des acomptes reçu.

Au 31 décembre 2024, les actifs de contrats les plus significatifs concernent essentiellement GEMS (3 678 millions d'euros), *Energy Solutions* (2 277 millions d'euros) et *Retail* (1 811 millions d'euros).

	31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	18 487	(2 314)	16 173	22 160	(2 068)	20 092
Actifs de contrats	9 290	(58)	9 232	9 558	(27)	9 531
TOTAL	**27 777**	**(2 372)**	**25 405**	**31 718**	**(2 094)**	**29 623**

Gaz et électricité en compteur

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, le gaz livré mais non encore relevé à la clôture est estimé à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les consommations définitives n'étant parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs.

En France et en Belgique, le "gaz en compteur" est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients depuis leur dernière facture ou leur dernière relève non facturée, homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix du contrat ou au prix moyen de l'énergie en fonction du mois de livraison, et tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur.

La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens.

L'"électricité en compteur" est également déterminée sur la base d'une méthode d'allocation directe similaire à celle utilisée pour le gaz en tenant compte toutefois des spécificités liées aux consommations d'électricité. En ce qui concerne sa valorisation, elle se fait également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2024, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 4 996 millions d'euros (contre 5 279 millions d'euros au 31 décembre 2023).

7.2.2 Passifs de contrats

	31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	153	3 818	3 971	93	3 960	4 053
Avances et acomptes reçus	*50*	*2 995*	*3 045*	*23*	*2 998*	*3 020*
Produits constatés d'avance	*103*	*822*	*926*	*71*	*963*	*1 033*

Au 31 décembre 2024, les *Global Business Units* ayant des passifs de contrats les plus importants sont *Retail* (1 438 millions d'euros) et *Energy Solutions* (1 518 millions d'euros).

7.3 Chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance restant à réaliser

Le chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance partiellement réalisées au 31 décembre 2024 s'élève à 563 millions d'euros (contre 867 millions d'euros au 31 décembre 2023) et concerne essentiellement *Energy Solutions* (325 millions d'euros) qui concentre un volume important de contrats de construction, installation, et maintenance pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement.

NOTE 8 CHARGES OPÉRATIONNELLES

PRINCIPES COMPTABLES

Les charges opérationnelles comprennent :

- les achats et dérivés à caractère opérationnel englobant :
  - les achats de matières premières et coûts associés (infrastructures, transport, stockage…),
  - l'effet réalisé, ainsi que le changement de juste valeur (MtM), des transactions sur matières premières, avec ou sans livraison physique, entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui ne sont qualifiées ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie ;
- les achats de services et autres tels que les charges de sous-traitance et d'intérimaires, les charges de location (contrats de location à court terme, dont l'actif sous-jacent est de faible valeur et ceux dont la charge est variable), les charges de concessions… ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

8.1 Achats et dérivés à caractère opérationnel

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading [1]	(42 048)	(49 650)
Achats de services et autres [2]	(7 417)	(7 342)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(49 465)**	**(56 992)**

(1) Dont une charge nette de 309 millions d'euros au 31 décembre 2024 au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre un produit net de 2 430 millions d'euros au 31 décembre 2023), notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie.

(2) Dont 72 millions d'euros au 31 décembre 2024 de charges de location non incluses dans la dette de location IFRS 16 (contre 75 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution des achats et dérivés à caractère opérationnel est principalement induite par l'évolution des positions de MtM sur des instruments financiers à caractère opérationnel et la normalisation des prix de l'énergie.

8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Avantages à court terme		(8 175)	(7 688)
Paiements fondés sur des actions	19	(97)	(47)
Charges liées aux plans à prestations définies	18.3.4	(263)	(322)
Charges liées aux plans à cotisations définies	18.4	(88)	(92)
CHARGES DE PERSONNEL		**(8 623)**	**(8 149)**

8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Dotations aux amortissements	13	(5 129)	(4 886)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(469)	(203)
Variation nette des provisions	17	50	178
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(5 547)**	**(4 911)**

Au 31 décembre 2024, les dotations aux amortissements se répartissent entre 1 107 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 4 021 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

8.4 Impôts et taxes

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
IMPÔTS ET TAXES	**(2 391)**	**(2 627)**

Les impôts et taxes au 31 décembre 2024 ressortent à -2 391 millions d'euros à fin 2024, en baisse de 236 millions d'euros par rapport à 2023. Cette diminution provient principalement de la baisse des taxes et redevances liées à l'activité nucléaire en Belgique partiellement compensée par la hausse des taxes inframarginales françaises.

NOTE 9 AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

PRINCIPES COMPTABLES

Les autres éléments du Résultat des activités opérationnelles (RAO) comprennent :

- les "Pertes de valeur". Cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwill*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- les "Restructurations". Il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative le champ d'activité de l'entreprise, ou la manière dont cette activité est gérée, conformément aux critères prévus par IAS 37 ;
- les "Effets de périmètre". Cette ligne regroupe :
  - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
  - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
  - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
  - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés – à l'exception des résultats dégagés dans le cadre de modèles "*Develop, Build, Share & Operate*" (DBSO) ou "*Develop, Share, Build & Operate*" (DSBO), reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui, sous réserve que certains critères soient remplis (notamment sur la récurrence des transactions), sont enregistrés en résultat opérationnel courant ;
- les "Autres éléments non récurrents". Cette ligne intègre les autres éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

9.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
PERTES DE VALEUR			
Goodwill	13.1	(66)	(94)
Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles	13.2 & 13.3	(893)	(1 587)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(124)	(72)
Total des pertes de valeur d'actifs		**(1 083)**	**(1 753)**
REPRISES DE PERTES DE VALEUR			
Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles		39	435
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		334	-
Total des reprises de pertes de valeur		**373**	**435**
TOTAL		**(709)**	**(1 318)**

9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2024

Les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2024 s'élèvent à 709 millions d'euros.

Ces pertes de valeur concernent notamment des opérations de cession, en cours ou finalisées au 31 décembre 2024, pour 247 millions d'euros :

- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, des actifs de production thermique au Pakistan (205 millions d'euros) ;
- cession, finalisée en janvier 2025, d'une quote-part de la participation mise en équivalence de Safi au Maroc (54 millions d'euros) ;
- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, des entités portant les actifs de fourniture de solutions solaires et de mini-réseaux payants en Afrique (225 millions d'euros) ;
- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, de la participation mise en équivalence de E&E Algeria Touat BV en Algérie (reprise de perte de valeur de 171 millions d'euros) ;
- cession, finalisée au cours du quatrième trimestre 2024, de la participation mise en équivalence Senoko à Singapour (reprise de perte de valeur de 66 millions d'euros).

Les pertes de valeur comptabilisées en 2024 ont également trait à :

- des actifs de *Energy Solutions* en France (108 millions d'euros) et en Amérique du Nord (73 millions d'euros) ;
- des actifs de production d'énergies renouvelables onshore en Amérique du Nord (91 millions d'euros) et des actifs hydrauliques au Brésil (reprise de perte de valeur sur une société mise en équivalence pour 80 millions d'euros) ;
- des actifs de la société EVBox (96 millions d'euros) suite à la décision d'arrêt des activités ;
- d'autres actifs de production ou de support pour des montants moins significatifs pris individuellement.

Ces pertes de valeur concernent principalement les actifs incorporels, corporels et les sociétés mises en équivalence. Compte tenu des effets d'impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2024 s'établit à 644 millions d'euros.

À l'exception des effets résultant des décisions de sortie des actifs non stratégiques, aucun actif non financier ne s'est déprécié du fait de mesures visant à prévenir ou à atténuer les risques climatiques ou encore à atteindre l'objectif net zéro carbone à horizon 2045.

Les tests de pertes de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 13.4.

9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2023

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2023 s'élevaient à 1 318 millions d'euros et se rapportaient principalement à :

- des actifs de production d'énergies renouvelables en Amérique du Nord (714 millions d'euros) ;
- des actifs de production thermique charbon en Amérique du Sud dont le Groupe a décidé l'accélération de la fin d'exploitation à compter de fin 2025, conformément au plan décarbonation du Groupe (515 millions d'euros) ;
- une reprise de perte de valeur sur les actifs de démantèlement sur le parc nucléaire belge à concurrence de 400 millions d'euros ;
- d'autres actifs de production ou de support pour des montants moins significatifs pris individuellement.

9.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 369 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 47 millions d'euros au 31 décembre 2023) sont essentiellement des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique (notamment en Energy Solutions pour un montant total de 80 millions d'euros), à des arrêts ou cessions d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites. Ces coûts comprennent notamment les conséquences de la décision d'arrêt des activités d'EVBox (134 millions d'euros).

9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2024, les effets de périmètre s'élèvent à 439 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 248 millions d'euros lié à la cession partielle, finalisée en janvier 2024, d'une participation de 15% dans Transportadora Associada de Gás ("TAG") au Brésil (voir Note 4.1.1) ;
- un résultat de 218 millions d'euros suite à la cession partielle, finalisée en décembre 2024, de 50% dans la société Mayakan au Mexique (voir Note 4.1.2). Ce montant était, pour l'essentiel, déjà comptabilisé au 30 juin 2024 au titre de la revalorisation de la participation du Groupe suite à la perte de contrôle effective depuis le premier semestre 2024 ;
- un résultat de -27 millions d'euros lié à diverses cessions non significatives individuellement.

9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents s'élèvent à 151 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Les autres éléments non récurrents s'élevaient à -4 945 millions d'euros au 31 décembre 2023 et intégraient, pour -4 750 millions d'euros, les effets de la révision des provisions nucléaires pour tenir compte des accords signés avec l'État belge le 13 décembre 2023 (voir Note 17 "Provisions").

NOTE 10 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2024	Charges	Produits	31 déc. 2023
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(2 107)	-	(2 107)	(1 708)	-	(1 708)
Coût des dettes de location	(126)	-	(126)	(105)	-	(105)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(12)	-	(12)	(10)	-	(10)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	-	16	16	-	-	-
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	803	803	-	596	596
Coûts d'emprunts capitalisés	308	-	308	268	-	268
Coût de la dette	**(1 936)**	**819**	**(1 117)**	**(1 557)**	**596**	**(961)**
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	-	-	-	-	8	8
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	-	-	-	-	**8**	**8**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(157)	-	(157)	(161)	-	(161)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(885)	-	(885)	(772)	-	(772)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(53)	-	(53)	(15)	-	(15)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(73)	120	47	(239)	-	(239)
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	306	306	-	106	106
Autres	(740)	757	17	(596)	467	(130)
Autres produits et charges financiers	**(1 909)**	**1 184**	**(725)**	**(1 783)**	**573**	**(1 210)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(3 845)**	**2 003**	**(1 842)**	**(3 340)**	**1 177**	**(2 163)**

En 2024, le coût moyen de la dette brute après impact des dérivés s'élève à 4,6% contre 4,3% au 31 décembre 2023.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de 47 millions d'euros comprend entre autres le résultat des obligations et des OPCVM détenus par Synatom pour 120 millions d'euros.

NOTE 11 IMPÔTS

PRINCIPES COMPTABLES

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de la situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôt différé ne sont pas actualisés.

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée sont présentés en résultat.

11.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

11.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 2 215 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 1 031 millions d'euros en 2023). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Impôt exigible	(1 679)	(833)
Impôt différé	(536)	(198)
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(2 215)**	**(1 031)**

11.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Résultat net	**4 973**	**2 903**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	1 060	993
Impôt sur les bénéfices	(2 215)	(1 031)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**6 128**	**2 941**
Dont sociétés françaises intégrées	*654*	*1 532*
Dont sociétés étrangères intégrées	*5 474*	*1 409*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	25,8%	25,8%
Produit/(charge) d'impôt théorique (c) = (a) x (b)	**(1 582)**	**(759)**
ÉLÉMENTS DE PASSAGE ENTRE LE PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE ET LA CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	(15)	(14)
Différences permanentes [1]	(57)	(120)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [2]	(2)	(22)
Compléments d'impôt [3]	(75)	(60)
Effet de la non-reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [4]	(577)	(430)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [5]	62	93
Effet des changements de taux d'impôt [6]	(4)	8
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [7]	56	360
Autres [8]	(21)	(86)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**(2 215)**	**(1 031)**

(1) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées et la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides.

(2) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation.

(3) Comprend notamment les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

(4) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations.

(5) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.

(6) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé, notamment au Luxembourg en 2024, et au Royaume-Uni en 2023.

(7) Comprend notamment les crédits d'impôt aux États-Unis et en France et autres réductions d'impôt, ainsi que, en 2023, les reprises de provisions pour risques fiscaux au Luxembourg.

(8) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

L'application des règles issues du Pilier 2 de l'OCDE, instaurant un impôt minimal, a conduit le Groupe à comptabiliser une charge d'impôt complémentaire de 4 millions d'euros sur l'exercice 2024.

11.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit /de la charge d'impôt différé du compte de résultat

	Impacts résultat	
En millions d'euros	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
ACTIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Reports déficitaires	54	(103)
Engagements de retraite et assimilés	37	(3)
Provisions non déductibles	(985)	976
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(241)	(84)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	1 073	(2 373)
Autres	194	265
Total	**132**	**(1 322)**
PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	455	61
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(1 293)	1 326
Autres	169	(263)
Total	**(668)**	**1 124**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**(536)**	**(198)**
Dont activités poursuivies	*(536)*	*(198)*

11.2 Produits et charges d'impôt différé comptabilisés en "Autres éléments du résultat global"

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en "Autres éléments du résultat global", ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

En millions d'euros	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
Instruments de capitaux propres et de dettes	-	(6)
Écarts actuariels	(74)	141
Couverture d'investissement net	68	(41)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(862)	802
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	32	4
Total hors quote-part des entreprises mises en équivalence et activités non poursuivies	**(837)**	**900**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	54	(28)
TOTAL	**(784)**	**872**

11.3 Impôts différés dans l'état de la situation financière

11.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de la situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	**Actifs**	**Passifs**	**Positions nettes**
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**1 974**	**(5 632)**	**(3 658)**
Effet du résultat de la période	132	(668)	(536)
Effet des autres éléments du résultat global	370	(1 216)	(847)
Effet de périmètre	119	(136)	(18)
Effet de change	3	35	38
Autres effets	228	(234)	(7)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(1 978)	1 978	-
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**847**	**(5 875)**	**(5 028)**

11.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de la situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé)

PRINCIPES COMPTABLES

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat sur une période de projections fiscales de six années telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

	Position de clôture	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
ACTIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Reports déficitaires	2 217	2 121
Engagements de retraite	918	1 013
Provisions non déductibles	1 048	1 485
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 493	1 659
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	9 088	7 649
Autres	639	626
Total	**15 403**	**14 553**
PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9 802)	(9 893)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(9 853)	(7 419)
Autres	(776)	(897)
Total	**(20 431)**	**(18 210)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(5 027)**	**(3 658)**

Conformément à l'amendement d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé au titre de la mise en œuvre des règles issues du Pilier 2 de l'OCDE.

11.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2024, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 4 660 millions d'euros (contre 4 563 millions d'euros au 31 décembre 2023). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, aux Pays-Bas, aux États-Unis et en Australie). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu, en tout ou partie, à la comptabilisation d'actifs d'impôt différé faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 1 783 millions d'euros en 2024 (contre 1 778 millions d'euros en 2023).

NOTE 12 RÉSULTAT PAR ACTION

PRINCIPES COMPTABLES

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions ordinaires potentiellement dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 – *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés (voir Note 16.2.1 "Émission de titres super-subordonnés").

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions de performance en titres ENGIE.

	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe	**4 106**	**2 208**
Rémunération des titres super-subordonnés	(76)	(80)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**4 030**	**2 129**
Résultat net récurrent part du Groupe	**5 531**	**5 366**
Rémunération des titres super-subordonnés	(76)	(80)
Résultat net récurrent part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**5 455**	**5 287**
Dénominateur *(en millions d'actions)*		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 425**	**2 422**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	11	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 436**	**2 433**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du Groupe par action	**1,66**	**0,88**
Résultat net part du Groupe par action dilué	**1,65**	**0,88**
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**2,25**	**2,18**
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué	**2,24**	**2,17**

NOTE 13 ACTIFS IMMOBILISÉS

13.1 *Goodwill*

PRINCIPES COMPTABLES

Lors d'un regroupement d'entreprises le *goodwill* est calculé par différence entre :

- d'une part la somme de :
  - la contrepartie transférée,
  - le montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et
  - dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- et d'autre part la juste valeur nette des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management à la date d'acquisition.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation de 12 mois.

Les *goodwill* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

13.1.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
Au 31 décembre 2023	**12 864**
Pertes de valeur	(67)
Variations de périmètre et Autres [1]	432
Écarts de conversion	62
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**13 291**

(1) L'augmentation du goodwill résulte essentiellement de l'exercice de Purchase Price Allocation (PPA) lié à l'acquisition, en 2023, de Broad Reach Power aux États-Unis. Ce montant (0,4 milliard d'euros) était, au 31 décembre 2023, comptabilisé en immobilisations incorporelles, dans l'attente de la finalisation de l'exercice PPA.

13.1.2 Informations sur les *goodwill*

Pour les besoins des tests de dépréciation, les *goodwill* sont alloués aux secteurs opérationnels, qui représentent le niveau le plus bas auquel ils sont suivis pour des besoins de gestion interne.

Le tableau ci-dessous présente le montant des *goodwill* au 31 décembre 2024 :

En millions d'euros	31 déc. 2024
Infrastructures	5 277
Renouvelables	2 289
Retail	1 843
FlexGen	1 483
Energy Solutions [1]	1 091
Nucléaire	797
Autres [1]	512
TOTAL	**13 291**

(1) Le transfert interne de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres a conduit à un reclassement du goodwill associé.

13.2 Immobilisations incorporelles

PRINCIPES COMPTABLES

Évaluation initiale

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	3	20
Autres immobilisations incorporelles	1	50

Droits incorporels sur contrats de concession

L'interprétation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle tout intérêt résiduel significatif de l'infrastructure au terme du contrat, par exemple il a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Le modèle de l'actif incorporel selon IFRIC 12§17 s'applique si l'opérateur reçoit un droit (une licence) de faire payer les utilisateurs, ou le concédant, en fonction de l'utilisation faite du service public. Il n'existe pas de droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie, car ce droit dépend du niveau d'utilisation du service par les usagers.

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles. C'est le cas des infrastructures de distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

13.2.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**3 906**	**3 293**	**15 223**	**22 422**
Acquisitions	331	-	1 109	1 440
Cessions	(108)	(39)	(479)	(626)
Écarts de conversion	(30)	-	(69)	(98)
Variations de périmètre	3	-	(275)	(272)
Autres variations	30	107	(349)	(212)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**4 132**	**3 361**	**15 161**	**22 654**
Amortissements et pertes de valeur				
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(1 838)**	**(2 314)**	**(9 821)**	**(13 973)**
Dotations aux amortissements	(114)	(105)	(889)	(1 107)
Pertes de valeur	(19)	-	(150)	(169)
Cessions	82	39	402	523
Écarts de conversion	3	-	(19)	(17)
Variations de périmètre	-	-	(39)	(39)
Autres variations	4	-	90	93
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(1 882)**	**(2 380)**	**(10 427)**	**(14 689)**
VALEUR NETTE COMPTABLE				
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 067**	**979**	**5 403**	**8 449**
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 250**	**981**	**4 734**	**7 964**

La diminution nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par :

- des dotations aux amortissements pour -1 107 millions d'euros ;
- un effet net des variations de périmètre pour -311 millions d'euros. Cet effet résulte, pour l'essentiel de l'exercice de *Purchase Price Allocation* (PPA) sur Broad Reach Power, société acquise par le Groupe au cours de l'exercice précédent. Temporairement comptabilisé en immobilisations incorporelles en 2023, ce montant (-720 millions d'euros) a fait l'objet d'une allocation définitive en immobilisations corporelles pour partie (0,4 milliard d'euros), et en *goodwill* en résiduel (0,4 milliard d'euros). L'allocation en immobilisations incorporelles ou corporelles résulte de la revalorisation en juste valeur en date d'acquisition des actifs opérationnels (actifs corporels), en cours de construction (actifs corporels) ou des projets en cours de développement (actifs incorporels). Les variations de périmètre du Groupe comprennent également l'acquisition de cinq complexes photovoltaïques au Brésil auprès d'Atlas pour un total de 248 millions d'euros (voir Note 4 "Principales variations de périmètre") ;
- des pertes de valeurs pour -169 millions d'euros.

Elle est compensée essentiellement par des investissements sur la période pour 1 440 millions d'euros qui concernent des contrats de concession (383 millions d'euros) dans le secteur *Energy Solutions* ainsi que des actifs incorporels en cours (805 millions d'euros), notamment des extensions et maintenances de réseaux de transport et de distribution (209 millions d'euros) principalement en France, des projets informatiques (171 millions d'euros) principalement au niveau du *corporate* ENGIE en France, des coûts capitalisés dans le cadre des projets renouvelables aux États-Unis, en Australie, en France et au Brésil (84 millions d'euros).

13.2.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des droits sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et des capacités de production virtuelle (VPP – *Virtual Power Plant*) en Italie.

13.2.3 Autres

Au 31 décembre 2024, ce poste comprend principalement 1 405 millions d'euros de logiciels et licences, 843 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 2 164 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

13.2.4 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques. Les priorités en matière de recherche et développement sont orientées vers l'adaptation et l'atténuation au changement climatique, et incluent notamment les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée et mobilité).

Les frais de développement capitalisés, liés à des projets en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38), s'élèvent à 28 millions d'euros pour l'exercice 2024.

13.3 Immobilisations corporelles

PRINCIPES COMPTABLES

Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique moins les amortissements cumulés et les pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date de début une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

Contrats de location

Conformément à IFRS 16, le Groupe reconnaît un droit d'utilisation à l'actif du bilan et une dette de location au titre des accords considérés comme des contrats de location dans lesquels il est preneur, à l'exception des contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois ("contrats de location à court terme"), ou de ceux dont l'actif sous-jacent est de faible valeur ("actifs de faible valeur"). Les paiements associés à ces contrats sont comptabilisés linéairement en charge dans le compte de résultat. Les contrats de location du Groupe concernent principalement des immeubles, des véhicules, des navires GNL, un contrat de concession hydroélectrique et des autres équipements.

L'actif relatif au droit d'utilisation est initialement évalué au coût, qui comprend le montant initial de la dette de location (ajusté pour les paiements de loyers réalisés à la date de début du contrat ou avant cette date) majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés par le preneur, des coûts estimés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ainsi que les coûts liés à la restauration ou à la remise en état de l'actif ou du site où l'actif se trouve, moins, les éventuels avantages reçus liés à la location.

La dette de location est initialement évaluée à la valeur actuelle des loyers résiduels, actualisés au taux d'endettement marginal du preneur. Ce taux a été déterminé à partir du taux marginal d'emprunt du Groupe ajusté, conformément à la norme IFRS 16, pour tenir compte (i) de l'environnement économique des filiales, et en particulier de leur risque de crédit, (ii) de la devise dans laquelle les contrats ont été conclus et (iii) de la durée initiale du contrat (ou de la durée résiduelle de chaque contrat existant à la date de première application de la norme). La méthodologie utilisée pour calculer le taux d'emprunt marginal reflète l'échéancier de paiement des loyers (méthode de la duration).

La détermination de la durée du contrat, en ce compris l'appréciation du caractère raisonnable de l'exercice d'une option de prolongation ou du non-exercice d'une option de résiliation, est effectuée au cas par cas. Cette analyse fait l'objet d'un nouvel examen si un événement ou un changement de circonstances important, sous le contrôle du preneur, se produit et est susceptible d'avoir une incidence sur cette évaluation. À noter que pour déterminer la période exécutoire d'un contrat, le Groupe retient une définition large de la notion de pénalités en tenant compte non seulement des pénalités contractuelles à proprement parler, mais aussi des coûts annexes induits par une éventuelle résiliation.

Gaz coussin

Le gaz "coussin", stocké dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz "utile" comptabilisé en stock (voir Note 22.2 "Stocks"), il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants à une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement selon un mode linéaire sur base des durées normales d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	Minimum	Maximum
Installations techniques		
• Stockage – Production – Transport – Distribution	5	60*
• Installation – Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
Fermes solaires et éoliennes	25	30
Autres immobilisations corporelles	2	33

* *Hors gaz coussin.*

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre la durée du contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte des options de renouvellement des contrats s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

L'actif relatif au droit d'utilisation est amorti de manière linéaire sur la durée du contrat de location, sauf si le contrat transfère la propriété de l'actif sous-jacent au Groupe à la fin du contrat. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que ceux des immobilisations corporelles mentionnés ci-dessus.

13.3.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobilisations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
VALEUR BRUTE									
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**673**	**2 765**	**101 300**	**328**	**5 395**	**6 716**	**5 454**	**1 198**	**123 829**
Acquisitions/Augmentations	6	533	156	27	-	7 792	982	(96)	9 399
Cessions	(3)	(28)	(713)	(19)	(8)	(15)	(124)	(100)	(1 010)
Écarts de conversion	3	45	294	1	19	47	129	4	542
Variations de périmètre	(23)	2	1 319	(1)	22	336	16	(180)	1 492
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	-	(5)	-	-	(2)	(8)	(15)
Autres variations	41	157	5 558	8	97	(5 645)	(251)	57	22
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**696**	**3 474**	**107 914**	**339**	**5 525**	**9 232**	**6 204**	**875**	**134 259**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR									
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(158)**	**(1 793)**	**(56 306)**	**(239)**	**(4 467)**	**(229)**	**(1 893)**	**(794)**	**(65 879)**
Dotations aux amortissements	(6)	(183)	(2 874)	(31)	(371)	-	(427)	(129)	(4 021)
Pertes de valeur	(5)	(1)	(452)	-	(4)	(67)	(29)	(164)	(722)
Cessions	(1)	22	650	17	8	6	136	93	932
Écarts de conversion	1	(20)	(145)	(1)	(13)	(6)	(37)	(8)	(229)
Variations de périmètre	-	-	(483)	1	(2)	(5)	(1)	35	(455)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	-	5	-	-	2	7	13
Autres variations	(4)	(118)	463	2	(18)	-	31	135	491
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(173)**	**(2 094)**	**(59 148)**	**(245)**	**(4 868)**	**(301)**	**(2 220)**	**(824)**	**(69 871)**
VALEUR NETTE COMPTABLE									
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**516**	**971**	**44 993**	**90**	**928**	**6 487**	**3 561**	**404**	**57 950**
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**523**	**1 380**	**48 766**	**94**	**657**	**8 932**	**3 985**	**52**	**64 388**

En 2024, l'augmentation nette du poste "Immobilisations corporelles" s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 8 417 millions d'euros, relatifs notamment à des constructions et des développements de champs éoliens et solaires principalement au Brésil, aux États-Unis, en France et au Chili (3 997 millions d'euros), à des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France, en Amérique latine et en Roumanie (1 862 millions d'euros), aux actifs du secteur opérationnel *FlexGen* (1 623 millions d'euros) et aux activités dans le secteur opérationnel Energy Solutions (588 millions d'euros) ;
- un effet positif net des variations de périmètre de 1 037 millions d'euros principalement lié à l'acquisition de cinq complexes photovoltaïques au Brésil auprès d'Atlas pour un total de 389 millions d'euros (voir Note 4 "Principales variations de périmètre") et à la finalisation de l'exercice de *Purchase Price Allocation* (PPA) de Broad Reach Power (374 millions d'euros, voir Note 13.2.1) ;
- des effets de change de 313 millions d'euros provenant principalement de l'appréciation du dollar américain (948 millions d'euros), partiellement neutralisés par la dépréciation du real brésilien et de la livre sterling (-692 millions d'euros) par rapport à l'euro.

Ces effets sont compensés par des dotations aux amortissements pour un total de -4 021 millions d'euros.

13.3.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 490 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 1 625 millions d'euros au 31 décembre 2023.

13.3.3 Engagements contractuels d'acquisitions d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements et de matériels relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 2 461 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 2 859 millions d'euros au 31 décembre 2023.

La diminution nette des engagements contractuels porte principalement sur des actifs renouvelables au Brésil pour 859 millions d'euros, compensée par des actifs d'Energie Solutions en France pour 411 millions d'euros.

13.3.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 308 millions d'euros au titre de 2024 contre 268 millions d'euros au titre de 2023.

13.4 Tests de perte de valeur des *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles, sociétés mises en équivalence

PRINCIPES COMPTABLES

Risque de perte de valeur

Goodwill

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Tous les *goodwill* font l'objet d'un test de perte de valeur sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre.

Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Il y a perte de valeur du *goodwill* si la valeur nette comptable de l'UGT (ou groupe d'UGT) à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à sa valeur recouvrable.

Les pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Immobilisations incorporelles et corporelles

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement.

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (Unité Génératrice de Trésorerie – UGT) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Sociétés mises en équivalence

La valeur comptable totale de la participation mise en équivalence est soumise à des tests de dépréciation conformément à IAS 36, en tant qu'actif unique, en comparant sa valeur recouvrable (à savoir la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente) avec sa valeur comptable, dès lors qu'il existe une indication de perte de valeur.

Indices de perte de valeur

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
  - sur la période, la valeur de marché d'un actif a diminué de façon plus importante que du seul effet attendu du passage du temps ou de l'utilisation normale de l'actif,
  - d'importants changements, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique ou juridique ou du marché dans lequel l'entité opère ou dans le marché auquel l'actif est dévolu,
  - les taux d'intérêt du marché ou d'autres taux de rendement du marché ont augmenté durant la période et il est probable que ces augmentations affecteront le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de la valeur d'utilité d'un actif et diminueront de façon significative la valeur recouvrable de l'actif,
  - la valeur comptable de l'actif net de l'entité est supérieure à sa capitalisation boursière ;
- au titre des indices internes :
  - il existe un indice d'obsolescence ou de dégradation physique d'un actif,
  - des changements importants, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou sont susceptibles de survenir dans un proche avenir, dans le degré ou le mode d'utilisation d'un actif tel qu'il est utilisé ou que l'on s'attend à l'utiliser. Ces changements incluent la mise hors service de l'actif, les plans d'abandon ou de restructuration du secteur d'activité auquel un actif appartient et les plans de sortie d'un actif avant la date précédemment retenue, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée, des données internes montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

Évaluation de la valeur recouvrable

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales hypothèses économiques retenues portent sur :

- les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire ;
- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme requis par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture.

13.4.1 Hypothèses générales

La réalisation des tests de valeur s'est déroulée dans un contexte de forte volatilité des paramètres économiques tel que décrit dans la Note 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement".

Les valeurs recouvrables sont déterminées, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2025 et du plan d'affaires à moyen terme 2026-2027 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Au-delà du plan d'affaires moyen, les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2028-2050 lesquelles ont été revues et validées en juin 2024 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de variation des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. Parmi les scénarios externes, celui du Groupe peut être considéré comme intermédiaire entre les scénarios STEPS (*Stated Energy Policies Scenario*) et APS (*Announced Pledges Scenario*) de l'*International Energy Agency* ou proche de celui de l'ADEME ("technologie verte") pour ce qui concerne la France ;

- s'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique. La trajectoire choisie par ENGIE privilégie un mix équilibré, dans lequel le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone sont intégrés afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique. Cette trajectoire est reprise dans le rapport produit par le Groupe dans le cadre de l'initiative "*Task Force on Climate Related Financial Disclosures*" (TCFD). Les facteurs de risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux sont également détaillés dans le Document d'Enregistrement Universel du Groupe.

Enfin, dans le cadre de la prise en compte des enjeux climatiques (voir Note 1.3.3 "Prise en compte des enjeux climatiques dans l'établissement des états financiers du Groupe"), le Groupe a pris en considération, dans l'évaluation des actifs non-financiers, son engagement de sortie complète des activités charbon d'ici 2027 (voir Note 13.4.5) et a mis à jour son scénario de référence en intégrant notamment l'évolution de la demande d'énergie en Europe (chaleur et froid).

Cette section commente également les pertes de valeur comptabilisées sur les sociétés mises en équivalence (sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat) ainsi que les pertes de valeur comptabilisées, au sein de ces sociétés (sur la ligne "Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence" du compte de résultat) (voir Note 3 "Participations dans les sociétés mises en équivalence").

13.4.2 Renouvelables

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 2 289 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 839 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 21 462 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 2 818 millions d'euros.

Le secteur Renouvelables regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et le stockage par batterie associé à un actif renouvelable. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEM tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions.

Les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et régulatoires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 5,4% et 11,3% en 2024. Ces taux étaient compris entre 5,3% et 10,3% en 2023, ces taux variant en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2024, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Des pertes de valeur d'un montant total de 15 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "pertes de valeur" du compte de résultat.

Ces pertes de valeur concernent essentiellement des actifs renouvelables *onshore* en Amérique du Nord pour 91 millions d'euros, ces montants étant compensés par une reprise de perte de valeur sur une société mise en équivalence au Brésil pour 80 millions d'euros.

Plus spécifiquement sur les actifs renouvelables américains :

- les actifs renouvelables onshore ont été testés à réglementation (fiscale notamment) inchangée ;
- l'investissement total dans les projets offshore US par la *joint venture* Ocean Winds est, au 31 décembre 2024, de l'ordre de 0,5 milliard d'euros (en quote-part ENGIE et avant perte de valeur). Ils ont été valorisés, par ENGIE, en intégrant un report de quatre ans dans leur développement, dans un contexte où les impacts d'éventuels changements dans la réglementation américaine, et notamment le décret ("*Executive Order*") du 20 janvier 2025, ne sont pas encore connus. Une perte de valeur de 133 millions d'euros (en quote-part ENGIE) a été comptabilisée, au 31 décembre 2024, au sein de la ligne "Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence".

Analyses de sensibilité

La sensibilité des activités de production électrique d'origine hydraulique en France et de production renouvelable en Amérique du Nord à la variation du prix de l'électricité ainsi qu'à la variation des taux d'actualisation sur la valeur recouvrable est présentée dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2024			
	Prix de l'électricité		Taux d'actualisation	
En milliard d'euros	+10 €/MWh [1]	-10 €/MWh [1]	+50 bp	-50 bp
Production d'électricité hydraulique en France	0,3	(0,3)	(0,2)	0,2
Actifs renouvelables en Amérique du Nord	0,5	(0,5)	(0,1)	0,2

(1) Variation non linéaire à la hausse ou à la baisse en raison du mode de calcul de la redevance hydraulique.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation et une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh ont un impact négatif sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

13.4.3 Infrastructures

Cet ensemble englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili.

Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la transition énergétique et au verdissement des réseaux (biométhane, hydrogène…).

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 5 277 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 032 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 30 011 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 609 millions d'euros. Les infrastructures françaises régulées totalisent 902 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 26 953 millions d'euros pour les immobilisations corporelles.

La valorisation des activités en France découle principalement des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par les opérateurs.

La base d'actifs régulés (ou BAR) regroupe l'ensemble des actifs mis en service par un opérateur d'infrastructure pour l'exercice de son activité régulée. Elle établit une valeur économique de ces actifs qui est utilisée par le régulateur pour fixer les tarifs d'accès à cette infrastructure. Elle inclut les actifs nécessaires pour fournir le service, comme les infrastructures et les équipements. Elle sert de base pour le calcul des charges d'investissement qui doivent être couvertes par le tarif d'accès à l'infrastructure, incluant l'amortissement de l'investissement initialement consenti par l'opérateur et un retour sur investissement raisonnable pour l'activité industrielle considérée. En d'autres termes, elle est le fondement de la méthodologie de détermination des tarifs utilisée par le régulateur pour s'assurer que les entreprises peuvent couvrir leurs coûts et réaliser un profit juste, tout en protégeant les consommateurs contre des tarifs excessifs.

Pour la valorisation des activités en France, le scénario de mix énergétique à horizon 2050, retenu par le Groupe et décrit dans la Note 17.3.1 "Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires", n'entraînera pas de modification sensible de la BAR. En raison du rôle indispensable du gaz qui fournit une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergies renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables, le Groupe considère que son réseau d'infrastructures gazières sera maintenu pour l'acheminement du méthane vert (biométhane notamment) et du gaz naturel assorti à la capture du CO_2 ou converti pour permettre l'acheminement de l'hydrogène. Ces gaz verts (biométhane, hydrogène…) remplaceront progressivement le gaz naturel. Ce rôle stratégique sera par ailleurs conforté par les nouvelles opportunités liées au stockage, au transport et l'export de CO_2.

Le Groupe prévoit, pour y parvenir, un maintien du niveau actuel des investissements. Cette approche est largement confortée par le développement rapide du cadre réglementaire pour accompagner l'essor de l'hydrogène et du biométhane dans l'Union Européenne. Le train de mesures sur le gaz adopté en avril 2024 fixe un objectif européen de production de biométhane (35 bpm à horizon 2030), une définition des gaz bas-carbone, un cadre réglementaire pour la régulation des infrastructures hydrogène et des obligations de planification des infrastructures (dont des plans décennaux pour les opérateurs de réseaux de transport gaz et hydrogène mis à jour annuellement) dont la mise en œuvre est confiée aux États et aux opérateurs.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Les priorités d'action de la politique climatique et énergétique française sont en cours d'actualisation avec la future Stratégie Française sur l'Énergie et le Climat (SFEC) [(1)]. Le scénario retenu par le Groupe est conforté par les principales conclusions du rapport de la CRE d'avril 2023 sur l'avenir des infrastructures gazières, celles issues de la consultation publique sur la "décarbonation du bâtiment" à l'été 2023 (qui met en évidence les difficultés liées à une éventuelle interdiction d'installation de nouvelles chaudières gaz dans les logements existants) ainsi que, dans une certaine mesure, par les dernières perspectives publiques de la future Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. Celles-ci confortent les objectifs de la France en matière de production de biométhane (44 TWh à l'horizon 2030) et réaffirment l'importance des stockages de gaz pour la sécurité d'approvisionnement en énergie du pays. Le projet de PPE3 introduit cependant un objectif important de remplacement des chaudières à gaz par une autre solution énergétique, notamment électrique. Le Groupe considère cet objectif comme irréaliste pour des raisons de soutenabilité économique pour les ménages ou du fait de contraintes techniques qui ne permettent pas l'installation de solutions électriques efficaces ou le raccordement à un réseau de chaleur dans près de la moitié des logements. Dès lors, le Groupe considère que ce projet de PPE3 ne remet pas en cause le scénario de mix énergétique à l'horizon 2050.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités, en France comme à l'international, sont généralement compris entre 5,1% et 10,0% en 2024. Ces taux étaient compris entre 4,9% et 9,4% en 2023, ces taux variant en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2024, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Des pertes de valeur d'un montant total de 29 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "pertes de valeur" du compte de résultat. Ces pertes de valeur concernent essentiellement certains actifs de production de biométhane d'un montant total de 18 millions d'euros.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère régulé des activités Infrastructures en France et du caractère progressif de la transition du gaz naturel vers les gaz verts, une variation raisonnable des paramètres de valorisation (taux d'actualisation, taux d'inflation et taux de rémunération des actifs) n'entraînerait pas de perte de valeur.

(1) La SFEC comprend trois documents : la loi de programmation énergie et climat (LPEC) qui définit les objectifs et les priorités d'action ; la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui est un outil de pilotage de la politique énergétique couvrant deux périodes successives de cinq ans ; la stratégie nationale bas carbone (SNBC) qui définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre par secteur d'activité jusqu'à 2050.

Comme évoqué précédemment, les dernières perspectives publiques de la future Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la directive sur la performance énergétique des bâtiments (EPBD) induisent de potentielles mesures défavorables aux chaudières gaz (suppression des incitations financières à l'installation de chaudières, maintien des aides à l'installation de pompes à chaleur). Ces mesures auront un impact bien moindre sur le portefeuille de clients gaz, et donc sur la valorisation des actifs d'infrastructures gazières en France, que l'aurait eu une interdiction de l'installation des chaudières, mesure qui a été retirée après avoir été proposée en 2023.

Une évolution plus substantielle du cadre réglementaire pourrait avoir un impact significatif sur la valorisation des actifs d'infrastructures gazières en France y compris sur le *goodwill* de l'UGT Infrastructure. Les Infrastructures gazières en France contribuant à 86% de la valeur recouvrable de l'UGT Infrastructure.

Il est rappelé, ci-après, la BAR 2024 (et 2023) des actifs Infrastructures gazières en France, la valeur nette comptable des actifs corporels et incorporels ainsi que les dotations aux amortissements relatives :

En millions d'euros	BAR 2024	BAR 2023	Valeur nette comptable des actifs corporels et incorporels (hors *goodwill*)	Dotations aux amortissements
GRDF	17 281	16 941	14 736	(1 098)
GRTgaz	9 384	9 362	7 744	(554)
Storengy	4 302	4 120	4 448	(163)
Elengy	912	930	348	(52)

13.4.4 *Energy Solutions*

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 1 091 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 2 540 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 2 907 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 915 millions d'euros.

Energy Solutions englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie, en France, a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 5,1% et 9,8% en 2024. Ces taux étaient compris entre 5,3% et 9% en 2023, ces taux variant en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2024, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Des pertes de valeur d'un montant total de 232 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat. Ces pertes de valeur sont principalement en lien avec des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives à moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, en France (108 millions d'euros) et en Amérique du Nord (73 millions d'euros).

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère essentiellement contractuel des activités d'*Energy Solutions*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.5 *FlexGen*

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 1 483 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 204 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 7 744 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 889 millions d'euros.

FlexGen regroupe l'ensemble des activités permettant de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité, par pompage ou par batterie) et de flexibilité aval (effacement ou déplacement de la consommation des clients *BtoC*). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène bas carbone. Le rôle de la GBU est clé dans la transition énergétique. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution de la marge captée au-delà de l'horizon liquide (i.e. l'évolution de la marge constituée du prix de l'électricité, diminué du prix du CO_2, et des combustibles).

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6,7% et 12,0% en 2024. Ces taux étaient compris entre 6,4% et 10,4% en 2023, ces taux variant en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2024, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Des pertes de valeur d'un montant total de 223 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "pertes de valeur" du compte de résultat.

Ces pertes de valeur sont essentiellement liées aux cessions, en cours ou finalisées, qui s'inscrivent dans le cadre du recentrage géographique ou des activités du Groupe :

- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, de deux centrales au Pakistan (205 millions d'euros, y compris une perte de valeur de 67 millions d'euros sur le *goodwill* alloué au titre de l'application d'IFRS 5 Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées) ;
- cession, finalisée en janvier 2025, d'une quote-part de la participation dans la société mise en équivalence SAFIEC SA ("Safi") au Maroc (54 millions d'euros) ;
- cession, finalisée en 2024, de la participation détenue dans Senoko à Singapour (reprise de perte de valeur de 66 millions d'euros).

Le Groupe a également comptabilisé, au sein la ligne "Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence", une perte de valeur sur des actifs de production thermique en Italie (88 millions d'euros) en raison d'un moins bon positionnement des actifs dans l'ordre de mérite dans un contexte de baisse des prévisions de prix.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 2% sur la valeur recouvrable des centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 2% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne aurait un impact négatif de 6% sur la valeur recouvrable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 6% sur ce calcul.

13.4.6 *Retail*

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 1 843 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 519 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 97 millions d'euros.

Retail regroupe les activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des principales activités de services et de commercialisation d'énergie en Europe a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme d'environ 2% par an.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 7,8% et 10,3% en 2024. Ces taux étaient compris entre 8% et 10,6% en 2023, ces taux variant en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2024, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Des pertes de valeur d'un montant total de 250 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat. Ces pertes de valeur sont essentiellement liées aux effets induits par la cession, non encore finalisée en 2024, des entités portant les actifs de fourniture de solutions solaires et de mini-réseaux payants en Afrique (0,2 milliard d'euros).

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de *Retail*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.7 Nucléaire

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* est de 797 millions d'euros, les immobilisations incorporelles s'élèvent à 981 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 670 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 62 millions d'euros.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

ENGIE et l'État belge ont signé le 13 décembre 2023 un accord afin de prolonger de 10 ans les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 (voir Note 17.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire"). Cet accord prévoit notamment la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées, détenue à parité par l'État belge et ENGIE, alignant les intérêts entre les deux parties et assurant la pérennité de leurs engagements. Le modèle économique de l'extension est construit sur base d'une répartition équilibrée des risques à travers notamment un mécanisme de Contrat pour Différence garantissant la valeur des investissements de prolongation avec un intéressement limité de l'opérateur industriel à une bonne performance technique et économique des installations. Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge, concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025 (voir Note 24.2). Le Parlement belge avait par ailleurs approuvé, le 18 avril 2024, les amendements législatifs nécessaires pour créer le cadre requis pour la mise en œuvre de cet accord (voir Note 17.2).

Par ailleurs, pour l'horizon jusqu'à l'extension des deux unités nucléaires belges et pour celui couvrant les droits de tirage sur les centrales nucléaires en France, les prévisions de flux de trésorerie reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre régulatoire (notamment sur la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, le taux d'actualisation constitue également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de ces activités. Il s'établit à 7,1% pour l'exercice 2024.

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme des droits de tirages sur les centrales de Chooz B et Tricastin ont été déterminées sur la base de la durée résiduelle des contrats ainsi que sur une hypothèse de prolongation de 10 ans.

En France, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a autorisé le redémarrage de Tricastin 1 le 20 décembre 2019 après son arrêt pour quatrième visite décennale et a publié, le 3 décembre 2020, un projet de décision fixant les conditions de la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans. La voie est ainsi ouverte à la confirmation d'une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de la série des 900 MW à formaliser dans les prochaines années après fixation des conditions de poursuite de l'exploitation par l'Autorité de Sûreté Nucléaire et enquête publique. En août 2023, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a remis

son avis concernant la poursuite d'exploitation de l'unité n° 1 de Tricastin pour 10 années complémentaires. Le réacteur mis en service en 1980 est donc autorisé à être exploité pendant 50 ans. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années des unités nucléaires, et des droits de tirage correspondants, au-delà de leur quatrième visite décennale. La quatrième visite décennale de Tricastin s'est achevée en 2024 par l'unité n° 4, tandis que la troisième visite décennale de Chooz B a eu lieu en 2019. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte dans les tests de dépréciation des exercices précédents.

Résultats du test de perte de valeur

La valeur recouvrable de l'activité Nucléaire demeure au-dessus de la valeur du *goodwill* particulièrement du fait de l'excédent de valeur attaché aux unités en France.

Des pertes de valeur d'un montant total de 2 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire en France, au-delà de l'horizon liquide, se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,5 milliard d'euros. Elle s'accompagnerait d'une perte de valeur du *goodwill* de 0,3 milliard d'euros.

Compte tenu de la mise en place du mécanisme de Contrat pour Différence dans le cadre de l'extension des unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3, la valeur recouvrable des unités nucléaires belges est peu sensible à la variation des prix de l'électricité sur la production électrique d'origine nucléaire en Belgique.

Une diminution de 5% du taux de disponibilité des centrales en France se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,2 milliard d'euros mais ne s'accompagnerait pas d'une perte de valeur.

13.4.8 Autres

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 512 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 850 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 1 496 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 80 millions d'euros.

Cet ensemble regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture *BtoB* en France d'Entreprises & Collectivités (E&C), de Tractebel ainsi que du *Corporate*, des *holdings* et d'autres entités. Ces entités présentent des marges importantes entre la valeur recouvrable et la valeur nette comptable au 31 décembre 2024.

Une reprise de perte de valeur d'un montant total de 42 millions d'euros a été comptabilisée en 2024 au sein de la ligne "pertes de valeur" du compte de résultat, et concerne essentiellement :

- la perte de valeur comptabilisée sur les actifs d'EVBox suite à la décision d'arrêt des activités (96 millions d'euros) ;
- une reprise de perte de valeur de 171 millions d'euros pour tenir compte des effets de la cession, non encore finalisée au 31 décembre 2024, de la participation du Groupe dans E&E Algeria Touat BV, société détentrice d'une part de 65% dans le groupement TouatGaz, opérant sur le gisement gazier de Touat en Algérie.

NOTE 14 INSTRUMENTS FINANCIERS

14.1 Actifs financiers

PRINCIPES COMPTABLES

Conformément aux principes de la norme IFRS 9 – *Instruments financiers*, les actifs financiers sont comptabilisés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par capitaux propres, soit à la juste valeur par résultat en fonction des deux critères suivants :

- un premier critère relatif aux caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de chaque instrument. L'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels vise à déterminer si ces flux sont "uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sur le principal restant dû" (dit test "SPPI" ou *Solely Payments of Principal and Interest*) ;
- un second critère relatif au modèle économique utilisé par l'entreprise pour gérer ses actifs financiers. La norme IFRS 9 définit trois modèles économiques différents. Un premier modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, un deuxième modèle dont l'objectif économique est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers et les "autres" modèles économiques.

L'identification du modèle économique et l'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels nécessitent du jugement pour s'assurer que les actifs financiers sont classés dans la catégorie appropriée.

Lorsque l'actif financier est un placement dans un instrument de capitaux propres, et qu'il n'est pas détenu à des fins de transaction, le Groupe peut faire le choix irrévocable de présenter les profits et pertes sur ce placement en autres éléments du résultat global.

À l'exception des créances commerciales, qui sont évaluées conformément à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15, les actifs financiers sont, lors de leur comptabilisation initiale, évalués à leur juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

À chaque clôture, le risque de crédit des actifs financiers à revenus fixes évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par les capitaux propres fait l'objet d'une provision établie selon la méthode des pertes de crédits attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 évalués à leur juste valeur.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	14.1	7 722	11 959	19 681	14 817	2 170	16 987
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*903*	*-*	*903*	*1 902*	*-*	*1 902*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*226*	*-*	*226*	*222*	*-*	*222*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*1 414*	*24*	*1 438*	*1 753*	*119*	*1 873*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*1 468*	*785*	*2 253*	*2 915*	*654*	*3 569*
Prêts et créances au coût amorti		*3 711*	*11 150*	*14 861*	*8 024*	*1 397*	*9 421*
Créances commerciales et autres débiteurs	7.2	-	15 880	15 880	-	20 092	20 092
Actifs de contrats	7.2	3	9 229	9 232	1	9 530	9 531
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	16 928	16 928	-	16 578	16 578
Instruments financiers dérivés	14.4	6 689	6 366	13 055	12 764	8 481	21 245
TOTAL		**14 413**	**60 362**	**74 776**	**27 582**	**56 850**	**84 433**

14.1.1 Autres actifs financiers

14.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

PRINCIPES COMPTABLES

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**1 902**	**222**	**2 124**
Acquisitions	371	76	447
Cessions	(1 582)	(47)	(1 628)
Variations de juste valeur	224	(23)	201
Variations de périmètre, change et divers	(13)	(2)	(15)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**903**	**227**	**1 129**
Dividendes	3	5	8

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 653 millions d'euros d'instruments cotés (1 653 millions d'euros au 31 décembre 2023) et 476 millions d'euros d'instruments non cotés (473 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le Groupe a procédé sur la période à des cessions d'instruments de capitaux propres en vue de réinvestir, au sein de la ligne "Prêts et créances au coût amorti", les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires.

14.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

PRINCIPES COMPTABLES

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit "SPPI"), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires.

Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulé qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit "SPPI") ou dont la détention s'inscrit dans un "autre" modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation*, compte tenu de l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

En millions d'euros	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**1 873**	-	**2 685**	**884**	**5 441**
Acquisitions	2 203	-	652	280	3 135
Cessions	(2 649)	(1)	(844)	(154)	(3 649)
Variations de juste valeur	5	-	191	26	222
Variations de périmètre, change et divers	6	1	(1 466)	-	(1 458)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**1 438**	-	**1 218**	**1 035**	**3 691**

Les instruments de dette à la juste valeur au 31 décembre 2024 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 2 633 millions d'euros (voir Note 17.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées"), et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 1 035 millions d'euros (respectivement 4 536 millions d'euros et 884 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le Groupe a procédé sur la période à des cessions d'instruments de dette en vue de réinvestir, au sein de la ligne "Prêts et créances au coût amorti", les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires.

14.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

PRINCIPES COMPTABLES

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test "SPPI"), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Le Groupe a conclu des contrats de concessions avec certaines autorités publiques au titre desquels les travaux de construction, d'extension ou d'amélioration de l'infrastructure sont réalisés en contrepartie d'un droit inconditionnel à recevoir du concessionnaire un paiement en trésorerie ou en autres actifs financiers. Dans ce cas, le Groupe constate une créance financière sur le concédant.

Le Groupe a conclu des contrats de services ou des contrats take-or-pay qui sont ou contiennent des contrats de location et dans lesquels le Groupe agit comme bailleur et ses clients comme preneurs. Ces contrats font l'objet d'une analyse selon les principes d'IFRS 16 afin de déterminer s'ils qualifient de contrats de location simple ou de contrats de location-financement. Si un contrat transfère au client, le preneur, la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif, ce contrat est considéré comme un contrat de location-financement et une créance financière est constatée pour refléter le financement accordé par le Groupe à son client.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Il convient de se reporter à la Note 15 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

	31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti	914	10 020	10 934	5 021	350	5 371
Autres créances au coût amorti	264	874	1 139	219	648	867
Créances de concessions	2 222	195	2 417	2 349	211	2 559
Créances de location financement	310	61	370	435	188	624
TOTAL	**3 711**	**11 150**	**14 861**	**8 024**	**1 397**	**9 421**

Les prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti comprennent la trésorerie des instruments de dette de Synatom en attente de placement pour 9 622 millions d'euros (3 777 millions d'euros au 31 décembre 2023) (voir Note 17.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées"). La variation de la période est notamment liée au réinvestissement des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires, dont les actifs étaient précédemment placés dans des instruments de capitaux propres et de dette évalués à la juste valeur.

Les créances de concessions s'élèvent à 2 417 millions d'euros au 31 décembre 2024 (2 559 millions d'euros au 31 décembre 2023). Elles concernent principalement les concessions de transport d'électricité Novo Estado et Gralha Azul au Brésil, ainsi que la concession de Kathu Solar Park (RF) Proprietary Trading en Afrique du Sud.

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

		Évaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur attendue
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**531**	**1**	**(1)**
Au 31 décembre 2023	280	(35)	(6)

Créances de location-financement

Les contrats de location-financement relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats de vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Paiements minimaux non actualisés	1 011	1 006
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	54	46
Total investissement brut	**1 065**	**1 052**
Produits financiers non acquis	**440**	**276**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**624**	**776**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*578*	*733*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*46*	*43*

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Au cours de la 1re année	243	222
De la 2e à la 5e année comprise	405	360
Au-delà de la 5e année	363	423
TOTAL	**1 011**	**1 006**

14.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

Les créances commerciales et autres débiteurs ainsi que les actifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

14.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

PRINCIPES COMPTABLES

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts bancaires sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

À chaque clôture, le risque de crédit afférent aux différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie fait l'objet d'une provision établie selon la méthode des pertes de crédits attendues.

Le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" s'élève à 16 928 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 16 578 millions d'euros au 31 décembre 2023. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (50%), de dépôts à terme et comptes courants à moins d'un mois (36%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (14%).

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des "obligations vertes" (voir Chapitre 5 du Document d'enregistrement universel) et non encore alloués à des projets éligibles.

Le résultat enregistré sur le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" au 31 décembre 2024 s'établit à 803 millions d'euros, contre 596 millions d'euros en 2023.

14.1.4 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2024, l'encours cédé au titre d'opérations de ventes réelles et sans recours d'actifs financiers conduisant à une décomptabilisation totale, est de l'ordre de 0,5 milliard d'euros (contre 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2023).

14.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 308	3 685

Ce poste est principalement constitué d'instruments de capitaux propres et d'actions qui ont été donnés en garantie de dettes financières, principalement au Brésil.

14.2 Passifs financiers

PRINCIPES COMPTABLES

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces éléments sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc comptabilisés en résultat sur la durée de vie de l'emprunt sur la base du coût amorti.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit "incorporé". En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante "dérivé incorporé", à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante "passif financier" déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en "Passifs au coût amorti" pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en "Passifs évalués à la juste valeur par résultat" pour les instruments financiers dérivés et pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2024 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	14.3	42 880	9 127	52 006	37 920	9 367	47 287
Fournisseurs et autres créanciers	14.2	-	19 007	19 007	-	22 976	22 976
Passifs de contrats	7.2	153	3 818	3 971	93	3 960	4 053
Instruments financiers dérivés	14.4	7 695	4 893	12 588	16 755	7 806	24 561
Autres passifs financiers		97	-	97	82	-	82
TOTAL		**50 826**	**36 844**	**87 670**	**54 851**	**44 108**	**98 959**

14.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Fournisseurs	17 966	22 188
Dettes sur immobilisations	1 041	787
TOTAL	**19 007**	**22 976**

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

14.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

14.3 Endettement financier net

14.3.1 Endettement financier net par nature

		31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	33 341	1 409	34 750	29 217	1 039	30 256
	Emprunts bancaires	6 003	844	6 847	5 985	763	6 748
	Titres négociables à court terme	-	5 001	5 001	-	5 606	5 606
	Dettes de location	3 270	473	3 743	2 677	470	3 147
	Autres emprunts [1]	266	1 138	1 404	41	1 034	1 074
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	262	262	-	455	455
	Total emprunts	**42 880**	**9 127**	**52 006**	**37 920**	**9 367**	**47 287**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [2]	(319)	(1 555)	(1 874)	(303)	(1 111)	(1 414)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(16 928)	(16 928)	-	(16 578)	(16 578)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [3]	(41)	60	19	177	20	198
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**42 520**	**(9 296)**	**33 223**	**37 795**	**(8 302)**	**29 493**

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour -42 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 433 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 452 millions d'euros (contre respectivement -41, 481 et 268 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(2) Ce montant inclut notamment les actifs liés au financement pour 66 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 1 035 millions d'euros et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 772 millions d'euros (contre respectivement 105, 884 et 425 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(3) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 31 décembre 2024 à 46 792 millions d'euros pour une valeur comptable de 48 143 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 10 "Résultat financier".

14.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

En millions d'euros		31 déc. 2023	Flux issus des activités de financement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investissement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Écarts de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2024
Emprunts	Emprunts obligataires	30 256	4 083	-	-	(32)	443	34 750
	Emprunts bancaires	6 748	(170)	-	-	(261)	530	6 847
	Titres négociables à court terme	5 606	(635)	-	-	30	-	5 001
	Dettes de location [1][2]	3 147	(461)	-	-	59	998	3 743
	Autres emprunts	1 074	2 690	-	383	1	(2 745)	1 404
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	455	(2 779)	-	-	(4)	2 591	262
	Total emprunts	**47 287**	**2 727**	-	**383**	**(207)**	**1 816**	**52 006**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(1 414)	(475)	-	(28)	8	35	(1 874)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(16 578)	-	(95)	-	8	(263)	(16 928)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	198	(338)	-	(57)	217	(1)	19
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**29 493**	**1 915**	**(95)**	**299**	**26**	**1 587**	**33 223**

(1) Dettes de location : le montant de -461 millions d'euros dans la colonne "Flux issus des activités de financement" correspond aux paiements de la dette de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à -544 millions d'euros dont 83 millions d'euros d'intérêts).

(2) Dettes de location : le montant de 998 millions d'euros dans la colonne "Variations de périmètres et Autres" correspond principalement à la comptabilisation de nouveaux droits d'utilisation, dont ceux relatifs au futur Campus d'ENGIE, ainsi qu'à la location de navires GNL.

14.3.3 Description des principaux événements de la période

14.3.3.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours de l'année 2024, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de +26 millions d'euros, dont +504 millions d'euros sur le dollar américain et -558 millions d'euros sur le real brésilien.

Les cessions et les acquisitions au cours de 2024 (y compris les effets de variations de périmètres) ont impacté la dette nette à hauteur de +533 millions d'euros. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 882 millions d'euros (voir Note 4.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2024"), dont la cession en janvier 2024 d'une participation de 15% dans TAG pour 0,4 milliard d'euros ;
- des acquisitions réalisées sur l'exercice, qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 1 415 millions d'euros (voir Note 4.2 "Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2024"). La principale opération concerne l'acquisition au Brésil, en mars 2024, de cinq complexes photovoltaïques, pour 0,6 milliard d'euros.

14.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2024 :

Entité	Type	Devise	Coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Montant en cours *(en millions de devises)*	Montant en cours *(en millions d'euros)*
ÉMISSIONS							
ENGIE SA	obligations	€	3,625%	06/03/2024	06/03/2031	600	600
ENGIE SA	obligations vertes	€	3,875%	06/03/2024	06/03/2036	800	800
ENGIE SA	obligations vertes	€	4,250%	06/03/2024	06/03/2044	600	600
ENGIE SA	obligations US	$	5,250%	10/04/2024	10/04/2029	750	693
ENGIE SA	obligations US	$	5,625%	10/04/2024	10/04/2034	750	693
ENGIE SA	obligations US	$	5,875%	10/04/2024	10/04/2054	500	462
ENGIE SA	obligations vertes GBP	£	5,750%	28/10/2024	28/10/2050	500	600
EECL	obligations	$	6,375%	17/04/2024	17/04/2034	500	469
EECL	obligations vertes	CHF	2,128%	26/09/2024	26/09/2029	190	201
EBE SA	obligations	BRL	12,4974%	15/06/2024	15/08/2029	863	
EBE SA	obligations	BRL	IPCA+6,375%	15/06/2024	15/06/2034	637	514
EBE SA	obligations	BRL	12,2372%	25/09/2024	25/09/2030	1 500	
REMBOURSEMENTS							
ENGIE SA	obligations	JPY	0,535%	16/09/2015	16/01/2024	20 000	122
ENGIE SA	obligations	€	0,875%	27/03/2017	27/03/2024	480	480
ENGIE SA ("GDF SUEZ")	obligations	NOK	4,020%	22/04/2013	22/04/2024	500	44
ENGIE SA ("GDF SUEZ")	obligations	CHF	1,625%	10/09/2012	10/09/2024	175	184
EECL [(1)]	obligations	$	4,5%		29/01/2025	214	198

(1) Sur un montant en cours total de 350 millions de dollars américains.

14.4 Instruments financiers dérivés

PRINCIPES COMPTABLES

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de référence externe, une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré sera utilisée.

La variation de juste valeur des instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (voir Note 15 "Risques liés aux instruments financiers").

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent les contrats de type *swaps, options, futures, swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites "normales" et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IFRS 9. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est conclu et maintenu en vue de la réception ou la livraison physique des matières premières, selon les besoins prévus par le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats similaires et que ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IFRS 9. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de la situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie ou (iii) couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de la situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de la situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Instruments dérivés de couverture : identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein (i) du résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et (ii) du résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de la situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données de marché :

- la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;

- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas, ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des "pertes attendues" ("*Expected loss*") et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit ("*credit rating*") attribuées à chaque contrepartie (approche dite "des probabilités historiques").

Compensation des actifs et passifs financiers dans l'état de la situation financière

Les actifs et passifs financiers font l'objet d'une présentation nette dans l'état de la situation financière lorsque les critères de compensation de la norme IAS 32 sont remplis. La compensation porte sur des instruments conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge). En particulier, la compensation des actifs et passifs dérivés relatifs à des matières premières est réalisée pour des transactions conclues avec une même contrepartie, dans la même devise, par type de matière première et point de livraison et ayant des maturités identiques.

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

	31 déc. 2024						31 déc. 2023					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	472	73	545	431	133	564	279	111	390	457	131	588
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	4 948	6 577	11 525	5 715	5 887	11 602	10 984	8 344	19 328	15 132	7 516	22 648
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [1]	1 269	79	1 348	1 549	77	1 626	1 501	26	1 526	1 167	159	1 325
TOTAL	**6 689**	**6 730**	**13 418**	**7 695**	**6 096**	**13 792**	**12 764**	**8 481**	**21 245**	**16 755**	**7 806**	**24 561**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

Le montant net des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières présenté dans l'état de la situation financière est déterminé après la prise en compte des accords de compensation répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Cette compensation génère des effets au bilan en 2024 de l'ordre de 3,4 milliards d'euros et porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatérisation (appels de marge).

Le solde des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières est en baisse par rapport au 31 décembre 2023, en raison de normalisation des prix des matières premières sur 2024. Ces dérivés ont pour principales échéances 2025 et 2026.

14.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, est présenté dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2024				31 déc. 2023			
En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	Montant net Total	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	Montant net Total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	14 924	11 525	(2 509)	9 016	28 522	19 328	(4 927)	14 401
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 893	1 893	(132)	1 761	1 917	1 917	(469)	1 448
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(15 000)	(11 602)	1 332	(10 270)	(31 843)	(22 648)	3 898	(18 750)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 190)	(2 190)	605	(1 584)	(1 913)	(1 913)	415	(1 498)

(1) Montant net présenté dans l'état de la situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Cette compensation porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge).
(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

14.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

14.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	4 796	3 285	-	1 511	7 552	6 189	-	1 363
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*903*	*653*	-	*250*	*1 902*	*1 653*	-	*249*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*226*	-	-	*226*	*222*	-	-	*222*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*1 438*	*1 438*	-	-	*1 873*	*1 873*	-	-
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*2 229*	*1 195*	-	*1 034*	*3 555*	*2 663*	-	*891*
Instruments financiers dérivés	13 418	47	11 975	1 397	21 245	43	20 087	1 114
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*545*	-	*545*	-	*390*	-	*390*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [1]	*7 526*	-	*6 905*	*620*	*16 614*	-	*16 263*	*351*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading [1]	*4 000*	*47*	*3 176*	*776*	*2 714*	*43*	*1 907*	*764*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 348*	-	*1 348*	-	*1 526*	-	*1 526*	-
TOTAL	**18 214**	**3 332**	**11 975**	**2 908**	**28 796**	**6 232**	**20 087**	**2 477**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat.

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 14.4 "Instruments financiers dérivés".

Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**249**	-	**222**	**891**	**1 363**
Acquisitions	12	-	76	280	367
Cessions	(2)	(1)	(47)	(192)	(242)
Variations de juste valeur	4	-	(23)	24	6
Variations de périmètre, change et divers	(13)	1	(2)	31	16
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**250**	-	**226**	**1 034**	**1 511**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					(30)

Instruments financiers dérivés

La variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Net Actif/(Passif)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(1 188)**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	500
Dénouements	314
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	77
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**(297)**
Gains/(pertes) *Day-One* différés	3
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(295)**

14.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	9 555	-	9 555	-	5 755	-	5 755	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	37 237	23 711	13 527	-	37 239	23 251	13 988	-
Instruments financiers dérivés	13 792	30	12 071	1 691	24 561	112	22 063	2 385
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	564	-	564	-	588	-	588	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [(1)]	8 114	-	7 094	1 020	20 933	-	20 081	852
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading [(1)]	3 488	30	2 787	671	1 715	112	70	1 533
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 626	-	1 626	-	1 325	-	1 325	-
TOTAL	**60 584**	**23 740**	**35 152**	**1 691**	**67 555**	**23 363**	**41 806**	**2 385**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat.

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 14.4 "Instruments financiers dérivés".

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

NOTE 15 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers (hors risques de marché sur matières premières présentée ci-après) est présentée dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque" du Document d'enregistrement universel.

15.1 Risques de marché

15.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, essentiellement gaz naturel et électricité.

15.1.1.1 Activités de portfolio management

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, vente d'énergies, stockage par pompage et par batterie et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de p*ortfolio management* au 31 décembre 2024 sont présentées dans le tableau ci-après. Ces sensibilités continuent à être établies dans un contexte d'incertitude.

Ces hypothèses ne constituent pas une estimation des prix de marché futurs et ne sont par ailleurs pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des éléments couverts sous-jacents (contrats d'achat et de vente de matières premières), non comptabilisés en juste valeur.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ (1)

		31 déc. 2024		31 déc. 2023	
En millions d'euros	Variations de prix	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 $US/bbl	-	42	-	64
Gaz naturel – Europe	-10 €/MWh	(284)	(957)	(411)	(1 288)
Gaz naturel – Europe	+10 €/MWh	278	957	398	1 288
Gaz naturel – Reste du monde	+3 €/MWh	28	199	37	138
Électricité – Europe	-20 €/MWh	65	(598)	(353)	338
Électricité – Europe	+20 €/MWh	(65)	598	353	(338)
Électricité – Reste du monde	+5 €/MWh	(448)	-	(166)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	29	4	12	9
EUR/USD	+10%	75	(183)	(40)	(111)
EUR/GBP	+10%	(1)	-	66	-

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de portfolio management.

15.1.1.2 Activités de *trading*

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 2 253 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 3 441 millions d'euros en 2023).

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets. Ses missions consistent à gérer les risques du portefeuille énergétique physique et financier pour le Groupe ou des clients externes, en leur offrant un accès au marché et en mettant en place des stratégies de couverture sur mesure ;
- au sein d'ENGIE SA au titre essentiellement de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz.

Ces entités interviennent sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des instruments dérivés tel que les *futures*, les *forwards*, les *swaps* ou les options. Les expositions des activités de trading sur les marchés de l'énergie sont strictement encadrées par un suivi quotidien du respect de la limite de *Value at Risk* (VaR).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *VaR* fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la *VaR*. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La *VaR* présentée ci-après correspond aux *VaR* globales des entités ayant des activités de *trading* du Groupe.

VALUE AT RISK

En millions d'euros	31 déc. 2024	2024 moyenne [1]	Maximum 2024 [2]	Minimum 2024 [2]	2023 moyenne [1]
Activités de trading	7	13	27	5	15

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2024.

Les limites de *VaR* sont fixées dans le cadre d'une gouvernance Groupe, qui a été renforcée depuis le début de la crise pour tenir compte d'un contexte de marchés plus volatils. Le minimum et le maximum, en 2024, sont à comparer respectivement à 4 millions d'euros et à 39 millions d'euros en 2023.

Le suivi permanent des risques de marché et l'application stricte de ces mesures ont permis au Groupe de réaliser ses activités de trading de manière encadrée au cours de l'exercice.

15.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*), en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, pour réduire les risques sur matières premières liés principalement aux flux de trésorerie futurs de ventes et d'achats fermes ou anticipés de matières premières. Ces instruments peuvent être réglés en net ou par livraison physique.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, des décalages potentiels des dates de règlement et, dans un contexte de volatilité des prix de marché des matières premières, des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	4 948	2 577	(5 715)	(2 399)	10 984	5 630	(15 132)	(5 801)
Couverture de flux de trésorerie	*520*	*1 570*	*(575)*	*(811)*	*1 648*	*4 268*	*(2 321)*	*(5 782)*
Autres instruments financiers dérivés	*4 428*	*1 007*	*(5 140)*	*(1 588)*	*9 336*	*1 362*	*(12 811)*	*(19)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	4 000	-	(3 488)	-	2 714	-	(1 715)
TOTAL	**4 948**	**6 577**	**(5 715)**	**(5 887)**	**10 984**	**8 344**	**(15 132)**	**(7 516)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives d'une mesure de performance opérationnelle dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) seront compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions couvertes sous-jacentes.

15.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	313	1 014	(277)	(516)	760	1 848	(1 052)	(2 733)
Électricité	199	251	(297)	(69)	660	2 081	(1 057)	(2 664)
Pétrole	-	304	-	(225)	227	338	(211)	(384)
Autres [1]	8	1	(1)	(1)	1	1	(1)	(1)
TOTAL	**520**	**1 570**	**(575)**	**(811)**	**1 648**	**4 268**	**(2 321)**	**(5 782)**

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

MONTANTS NOTIONNELS (NETS) [1]

	Unité	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024
Gaz naturel	*GWh*	115 535	29 444	5 460	(9 518)	(16 007)	(30)	124 884
Électricité	*GWh*	7 184	8 952	6 242	2 027	71	-	24 476
Produits pétroliers	*Milliers de barils*	(11 191)	-	-	-	-	-	(11 191)
Change	*Millions d'euros*	-	-	-	-	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	*Milliers de tonnes*	(141)	(207)	32	52	20	-	(244)

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

EFFETS DE LA COMPTABILITÉ DE COUVERTURE SUR LA SITUATION FINANCIÈRE ET LA PERFORMANCE DU GROUPE

	31 déc. 2024				31 déc. 2023	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	2 091	(1 386)	705	4 885	(2 187)	10 553
TOTAL	**2 091**	**(1 386)**	**705**	**4 885**	**(2 187)**	**10 553**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste valeur	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [1]	Part inefficace comptabilisée en résultat [1]	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [1]	Ligne du compte de résultat
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	4 885	705		675	(330)	3 587	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			4 835				

(1) Gains/(pertes).

L'inefficacité de couverture, est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2024 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis leur mise en place.

MATURITÉ DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES DÉSIGNÉS COMME COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Juste valeur des dérivés par date de maturité	607	104	(8)	1	7	(6)	705	(2 187)

MONTANTS PRÉSENTÉS DANS L'ÉTAT DES VARIATIONS DE CAPITAUX PROPRES ET DU RÉSULTAT GLOBAL

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(3 852)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	675
Montant recyclé des capitaux propres en résultat	3 587
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	-
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**409**

15.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

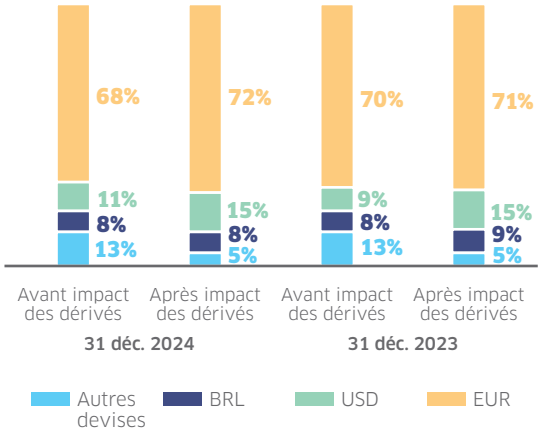
15.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, et (iii) un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments du bilan et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

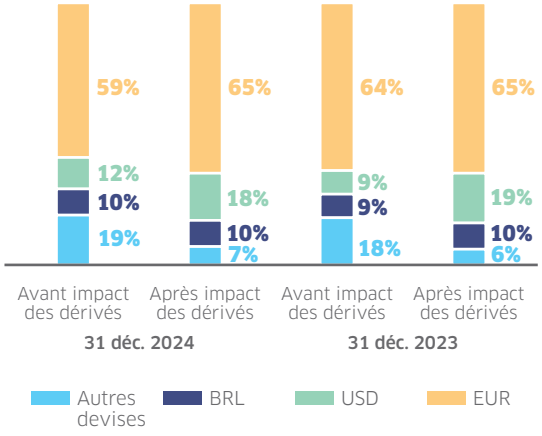
15.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES EMPRUNTS



ENDETTEMENT FINANCIER NET



15.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la Direction de la Trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

	31 déc. 2024			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+10% (1)	-10% (1)	+10% (1)	-10% (1)
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière (2)	(6)	6	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net (3)	NA	NA	673	(673)

(1) +(-)10% : dépréciation (appréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro.
(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net.
(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

15.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé ("taux variable *cappé*") au niveau de l'endettement financier net du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

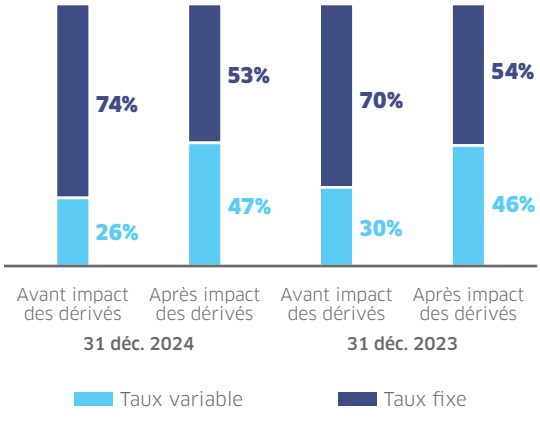
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options sur taux.

Le Groupe a également recours à des précouvertures de taux d'intérêt à terme visant à protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette.

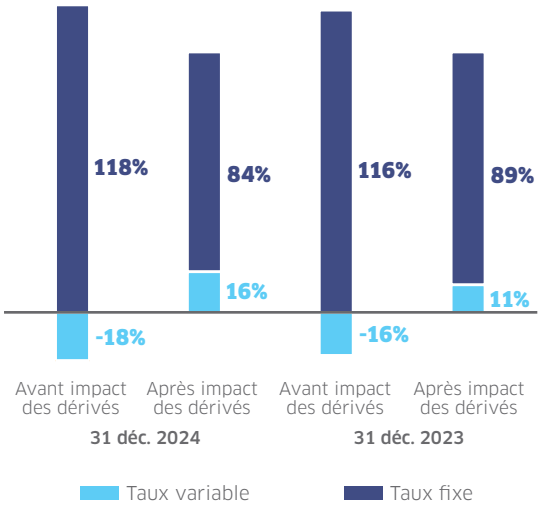
15.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES EMPRUNTS



ENDETTEMENT FINANCIER NET



15.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement financier net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

En millions d'euros	31 déc. 2024			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(46)	46	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	17	(17)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	47	(167)

15.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

15.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est géré conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

- **risque transactionnel lié aux opérations courantes**

  Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée sur un volume "sans regrets".

  Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes ;

- **risque transactionnel lié aux projets**

  La gestion de ces risques FX (sur des projets d'investissements, acquisitions, cessions et autres projets de restructuration) tient compte de la probabilité d'occurrence du risque et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé ;

- **risque translationnel**

  La pertinence de la couverture de ce risque translationnel (i.e. risque sur un actif net dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro) est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a essentiellement recours aux instruments suivants :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls, puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts.

15.1.5.2 Gestion du risque de taux d'intérêt

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt par ses activités de financement et d'investissement. Le risque de taux d'intérêt désigne un risque financier découlant des fluctuations des taux d'intérêt de référence, qui peuvent augmenter le coût de la dette et affecter la viabilité des investissements. Les taux d'intérêt de référence sont les taux d'intérêt du marché, tels que l'EURIBOR et le SOFR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Les deux principales sources de risque de taux d'intérêt sont les suivantes :

- **risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe**

  Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe ;

- **risque de taux d'intérêt lié aux projets**

  La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques (i.e. projets d'investissements, acquisitions, cessions et autres projets de restructuration) est mise en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a essentiellement recours aux instruments suivants :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré permettant de gérer les taux d'intérêt de référence. Ces instruments comprennent :
  - des *swaps*, pour transformer la nature du paiement d'intérêts sur les dettes, généralement en les passant d'un taux fixe à un taux variable ou l'inverse, et
  - des options classiques sur taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement de l'évolution de la qualité de crédit des contreparties et des charges liées, ainsi que des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

15.1.5.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture (couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net) lorsque cela est possible et pertinent, et gère également un portefeuille d'instruments financiers dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette financière nette et de change.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps FX*, des contrats à terme et des *cross-currency swaps* mais également des dettes en devises

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont ci-dessous :

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	472	73	(431)	(133)	279	111	(457)	(131)
Couverture de juste valeur	*273*	*48*	*(318)*	*(36)*	*190*	*43*	*(289)*	*(21)*
Couverture de flux de trésorerie	*147*	*3*	*(66)*	*(9)*	*43*	*-*	*(120)*	*(45)*
Dérivés non qualifiés de couverture	*52*	*22*	*(46)*	*(88)*	*47*	*68*	*(48)*	*(66)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 269	79	(1 549)	(77)	1 501	26	(1 167)	(159)
Couverture de flux de trésorerie	*205*	*30*	*(739)*	*(23)*	*189*	*2*	*(351)*	*(91)*
Couverture d'investissement net	*37*	*-*	*(115)*	*-*	*180*	*-*	*(1)*	*-*
Dérivés non qualifiés de couverture	*1 027*	*49*	*(696)*	*(54)*	*1 131*	*23*	*(815)*	*(67)*
TOTAL	**1 741**	**152**	**(1 980)**	**(209)**	**1 780**	**137**	**(1 623)**	**(290)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants relatifs au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants de marché. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives d'une mesure de performance financière dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix ou à l'évolution des notations de crédit, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) seront compensées, pour la couverture de flux de trésorerie, par des flux de trésorerie futurs des transactions couvertes sous-jacentes.

Montants, échéances et incertitudes des flux de trésorerie futurs

En millions d'euros Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CCS	USD	(755)	(45)	(99)	-	(226)	(48)	(337)
			GBP	(2 714)	-	-	-	(603)	-	(2 111)
			EUR	(553)	-	-	-	(222)	-	(331)
			CHF	(643)	-	-	(202)	-	(202)	(239)
			HKD	(285)	-	-	(112)	-	-	(174)
			PEN	(188)	-	(64)	(65)	(59)	-	-
			AUD	(119)	(69)	-	-	-	-	(51)
	Variable	CCS	CNH	(221)	-	-	(28)	(111)	(83)	-
Payeur	Fixe	CCS	EUR	4 093	75	-	125	968	125	2 799
			USD	995	-	73	74	294	217	337
	Variable	CCS	EUR	195	-	-	195	-	-	-
			BRL	121	39	82	-	-	-	-

En millions d'euros Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	IRS	EUR	10 979	813	1 247	378	(94)	72	8 562
			MYR	66	4	4	4	4	4	47
			USD	1 518	42	775	253	38	76	334
			ZAR	177	39	7	9	10	12	100
	Variable	IRS	BRL	515	-	-	-	49	133	332
			EUR	21 105	4 467	1 950	800	138	300	13 450
			GBP	302	-	-	-	-	-	302
			USD	963	-	-	-	-	481	481

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou "CCS"). Leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 15.1.3.2 "Analyse de sensibilité au risque de change" et à un coût moyen de la dette brute de 4,6%, présenté dans la Note 10 "Résultat financier".

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

Dérivés de change

	31 déc. 2024				31 déc. 2023	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	193	(803)	(611)	4 256	(530)	4 708
Couverture d'investissement net	37	(115)	(78)	5 531	179	5 596
Dérivés non qualifiés de couverture	48	(146)	(65)	13 026	16	12 086
TOTAL	**278**	**(1 064)**	**(753)**	**22 813**	**(335)**	**22 391**

Dérivés de taux

	31 déc. 2024				31 déc. 2023	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	321	(354)	(33)	12 020	(77)	7 975
Couverture de flux de trésorerie	193	(35)	140	2 928	158	3 399
Dérivés non qualifiés de couverture	1 102	(737)	390	26 081	258	25 438
TOTAL	**1 616**	**(1 126)**	**497**	**41 029**	**339**	**36 812**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste valeur [1]	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [2]	Part inefficace comptabilisée en résultat [2]	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [2]	Ligne du compte de résultat
Couverture de juste valeur	Instruments de couverture	12 020	(33)	(33)	-	16	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts [3][4]	9 422	(42)	3 800	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	7 184	(470)	(523)	308	4	(35)	Autres produits et charges financiers/ Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			525				

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste valeur [1]	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [2]	Part inefficace comptabilisée en résultat [2]	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [2]	Ligne du compte de résultat
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	5 531	(78)	(58)	303	NA	(38)	Autres produits et charges financiers/ Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			58				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de -33 millions d'euros, est présenté en emprunts à long terme et à court terme.
(2) Gains/(pertes).
(3) La différence entre la variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace relative aux instruments de couverture, et celle relative aux éléments couverts, correspond au coût amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur.
(4) Dont 23 millions d'euros liés à des éléments de couverture qui ont cessé d'être ajustés du fait de la déqualification de la relation de couverture de juste valeur.

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts, depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2024 reflète leur évolution cumulative depuis la mise en place des couvertures. Le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2024, aucun impact significatif en termes d'inefficacité ou de déqualification de certaines couvertures n'a été constaté à la clôture.

Maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Juste valeur des dérivés par date de maturité	19	27	17	(78)	8	(463)	(470)	(371)

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette – couverture du risque de change [1]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de taux d'intérêt [1][3]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change [2]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change [2][4]
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**45**	**97**	**14**	**(238)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres		(389)	81	(303)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat		35	-	38
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	(1)	4	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**44**	**(254)**	**95**	**(502)**

(1) Couverture de flux de trésorerie relatives à des périodes données.
(2) Couverture de flux de trésorerie relatives à des transactions données.
(3) Comprend +313 millions d'euros de réserves cumulées (+275 millions d'euros au 31 décembre 2023) concernant des transactions de couverture pour lesquelles la comptabilité de couverture a été arrêtée (les instruments ayant été résiliés avant leur maturité).
(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies.

15.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC (*engineering, procurement, construction*), partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :
  - des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), en fonction du type de contrepartie (publiques ou privées ; domestiques ou *BtoB*), géographique, type d'activité…,
  - les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et
- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
  - phase 1 : actifs financiers n'ayant pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale (pertes de valeur attendues calculées sur les 12 mois glissants),
  - phase 2 : actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative (pertes de valeur attendues calculées sur la durée de vie). Un reclassement de la phase 1 à la phase 2 est fondé sur l'analyse de différents critères, notamment (i) la dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie, (ii) l'évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire, (iii) une évolution du risque politique ou du risque pays.

    En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale ;
  - phase 3 : actifs pour lesquels un défaut a déjà été observé, (difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie, défaut de soutien éventuelle d'une société mère, procédure judiciaire engagée pour défaut de paiement…).

    En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à : EAD x PD x LGD, où :

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliqués la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;
- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et
- probabilité de défaut : les informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe ;

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75% pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30%.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire, lorsque la procédure est terminée ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire, lorsque la créance est échue depuis plus de trois ans (cinq ans pour les contreparties du secteur public).

Dans le cadre de ses activités marché (essentiellement sur les clients *BtoB*), le Groupe prend en compte dans l'évaluation de ses pertes de crédit attendues, des informations prospectives permettant de refléter au mieux la situation d'une série de secteurs économiques jugés comme étant les plus critiques.

15.2.1 Risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

15.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 4 841 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 4 579 millions d'euros au 31 décembre 2023).

APPROCHE INDIVIDUELLE

		31 déc. 2024							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	*Investment Grade* (1)	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 289	8 244	625	421	9 289	7 620	1 669	9 289
	Pertes de valeur attendues	(1 044)	(489)	(135)	(421)	(1 044)	(474)	(570)	(1 044)
TOTAL		**8 245**	**7 755**	**490**	-	**8 245**	**7 146**	**1 099**	**8 245**
Actifs de contrats	Brut	3 836	3 767	69	-	3 836	2 599	1 237	3 836
	Pertes de valeur attendues	(42)	(34)	(8)	-	(42)	(33)	(9)	(42)
TOTAL		**3 794**	**3 733**	**62**	-	**3 794**	**2 566**	**1 228**	**3 794**

		31 déc. 2023							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	*Investment Grade* (1)	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	13 653	12 304	1 248	101	13 653	11 533	2 121	13 653
	Pertes de valeur attendues	(909)	(696)	(116)	(97)	(909)	(594)	(315)	(909)
TOTAL		**12 745**	**11 609**	**1 132**	**4**	**12 745**	**10 939**	**1 806**	**12 745**
Actifs de contrats	Brut	4 377	4 374	2	-	4 377	3 299	1 078	4 377
	Pertes de valeur attendues	(22)	(22)	-	-	(22)	(15)	(7)	(22)
TOTAL		**4 354**	**4 352**	**2**	-	**4 354**	**3 284**	**1 070**	**4 354**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

APPROCHE COLLECTIVE

		31 déc. 2024				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2024
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	4 076	497	186	422	1 105
	Pertes de valeur attendues	(1 242)	(53)	(48)	(363)	(465)
TOTAL		**2 833**	**444**	**138**	**59**	**641**
Actifs de contrats	Brut	5 458	357	36	47	440
	Pertes de valeur attendues	(16)	-	-	-	-
TOTAL		**5 442**	**357**	**36**	**47**	**440**

En millions d'euros		31 déc. 2023 Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2023
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 953	420	212	199	831
	Pertes de valeur attendues	(1 153)	(20)	(40)	(216)	(275)
TOTAL		**2 800**	**400**	**173**	**(16)**	**557**
Actifs de contrats	Brut	5 194	31	85	3	119
	Pertes de valeur attendues	(5)	-	(2)	-	(2)
TOTAL		**5 189**	**31**	**83**	**3**	**117**

15.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie (CVA), lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés, se base sur des probabilités de défaut dont les paramètres ont été mis à jour, dans un contexte d'incertitude, pour tenir compte d'un risque accru de défaut de paiement.

La volatilité importante des prix des matières premières et l'impact sur la valorisation des dérivés à l'actif du bilan n'a pas significativement modifié l'exposition du Groupe en raison de la qualité de crédit de ses contreparties.

En millions d'euros	31 déc. 2024 *Investment Grade* (1)	31 déc. 2024 Total	31 déc. 2023 *Investment Grade* (1)	31 déc. 2023 Total
Exposition brute (2)	9 757	11 522	15 954	19 324
Exposition nette (3)	4 107	4 961	6 385	8 050
% de l'exposition crédit des contreparties "Investment Grade"	82,8%		79,3%	

(1) Sont incluses dans la colonne "Investment Grade" les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'"Investment Grade" est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties

(2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

15.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

15.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 772 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 425 millions d'euros au 31 décembre 2023).

En millions d'euros	31 déc. 2024 Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	*Investment Grade* (1)	Autres	Total par type de contreparties
Brut	14 296	43	685	15 024	11 367	3 657	15 024
Pertes de valeur attendues	(88)	(35)	(1 175)	(1 298)	(74)	(1 224)	(1 298)
TOTAL	**14 208**	**9**	**(491)**	**13 726**	**11 292**	**2 434**	**13 726**

	31 déc. 2023						
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	*Investment Grade* (1)	Autres	Total par type de contreparties
Brut	8 879	285	700	9 865	5 754	4 111	9 865
Pertes de valeur attendues	(78)	(45)	(1 180)	(1 302)	(174)	(1 128)	(1 302)
TOTAL	**8 802**	**240**	**(479)**	**8 563**	**5 580**	**2 983**	**8 563**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

15.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
En millions d'euros	Total	*Investment Grade* (1)	Sans notation (2)	*Non Investment Grade* (2)	Total	*Investment Grade* (1)	Sans notation (2)	*Non Investment Grade* (2)
Exposition	17 429	95,9%	2,5%	1,6%	17 577	89,6%	3,3%	7,1%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's.
(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs, au 31 décembre 2024, le Crédit Agricole SA est la principale contrepartie du Groupe et représente 27,6% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire. En second arrive la BNP Paribas avec 10,1%. Aucune autre contrepartie n'excède les 10%.

15.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché, qui sont un moyen d'atténuer, par le biais de sûretés, le risque de contrepartie sur les instruments de couverture.

Le Groupe a mis en place un comité hebdomadaire dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en termes d'investissements et désinvestissements. ENGIE a mis en place un cadre complet pour surveiller et lisser les mouvements de trésorerie liés aux appels de marge sur les marchés de gré à gré ou via une chambre de compensation, en s'appuyant sur le recours à des swaps de liquidité avec ses principales contreparties, ainsi que sur l'émission de lettres de crédit.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. Obéissant aux mêmes principes que cette politique, ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

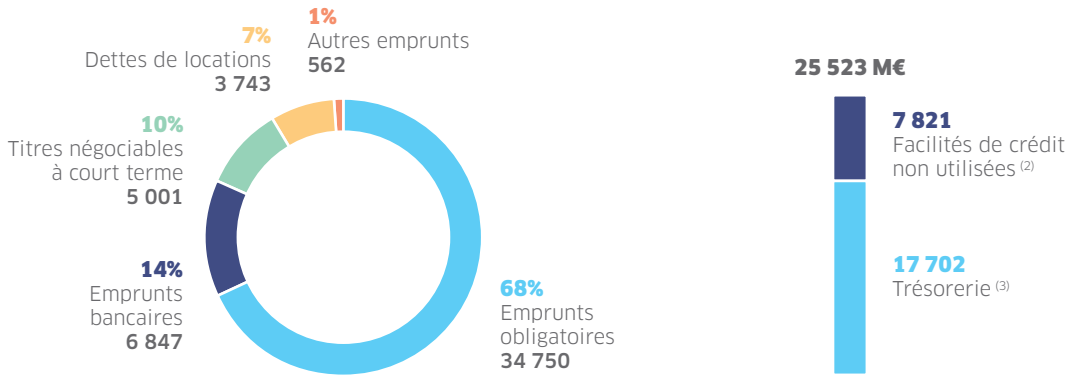
Le Groupe s'appuie sur une politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2024, 87% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe repose sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme en France (*Negotiable European Commercial Paper*) et aux États-Unis (*U.S. Commercial Paper*) ainsi qu'à l'émission de titres super-subordonnés. Ces programmes d'émission de titres négociables à court terme sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées – essentiellement centralisées – permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir. Ces facilités sont compatibles avec la taille et les échéances auxquelles le Groupe doit faire face.

DIVERSIFICATION DES SOURCES DE FINANCEMENT ET LIQUIDITÉ (1)
En millions d'euros



(1) Ces sources de financements et de liquidité ne comprennent pas les titres super-subordonnés qui sont comptabilisés en capitaux propres (voir Note 16.2.1 "Émission de titres super-subordonnés").
(2) Net des titres négociables à court terme.
(3) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie pour 16 928 millions d'euros, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net pour 1 035 millions d'euros, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie pour 262 millions d'euros ; dont 74% placés en zone euro.

Au 31 décembre 2024, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucun défaut lié à des ratios financiers ou à des niveaux de notation n'est à observer sur les lignes de crédit disponibles centralisées.

15.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Emprunts obligataires	1 409	2 753	3 051	3 206	3 388	20 944	34 750	30 256
Emprunts bancaires	844	432	659	246	303	4 363	6 847	6 748
Titres négociables à court terme	5 001	-	-	-	-	-	5 001	5 606
Dettes de location	473	477	418	335	324	2 551	3 743	3 147
Autres emprunts	105	10	11	9	228	199	562	366
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	262	-	-	-	-	-	262	455

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à 1 an.

Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	1 166	825	1 083	8 546	169	1 032	12 822	16 900

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) par date de maturité

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Dérivés (hors matières premières)	(5)	51	66	-	37	971	1 120	527

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessous correspondent à des positions nettes.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux contrats de location

Au 31 décembre 2024, le Groupe en tant que preneur est potentiellement exposé à des sorties de trésorerie futures non prises en compte lors de l'évaluation des passifs locatifs à hauteur 1 647 millions d'euros (dont environ 68% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2029). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet (méthaniers et locations immobilières).

De plus, le Groupe est également exposé à des sorties de trésorerie futures, sous la forme de paiements de loyers variables, dans le cadre de l'extension de la concession du Rhône. Ces loyers variables sont fonction des recettes résultant des ventes d'électricité.

Facilités de crédit confirmées non utilisées

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	1 166	825	1 083	8 546	169	1 032	12 822	12 231

Parmi ces programmes disponibles, 5 001 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme.

Au 31 décembre 2024, aucune contrepartie ne représentait plus de 10% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

15.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non-actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS PASSIFS								
afférents aux activités de portfolio management	*(2 462)*	*(3 507)*	*(1 125)*	*(398)*	*(180)*	*(672)*	*(8 343)*	*(21 080)*
afférents aux activités de trading	*(3 502)*	-	-	-	-	-	*(3 502)*	*(1 787)*
INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ACTIFS								
afférents aux activités de portfolio management	*2 597*	*3 155*	*957*	*242*	*162*	*520*	*7 632*	*16 734*
afférents aux activités de trading	*4 052*	-	-	-	-	-	*4 052*	*2 766*
TOTAL	**684**	**(352)**	**(168)**	**(156)**	**(18)**	**(152)**	**(161)**	**(3 366)**

15.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats de la GBU Renouvelables et GEMS (exprimés en TWh).

En TWh	2025	2026-2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Achats fermes	(309)	(658)	(1 188)	(2 155)	(2 150)
Ventes fermes	437	544	217	1 198	1 310

NOTE 16 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES

16.1 Informations sur les actions

	Nombre d'actions			Valeurs comptables *(en millions d'euros)*		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 435 285 011**	**(13 835 367)**	**2 421 449 644**	**2 435**	**23 916**	**(177)**
Dividende distribué en numéraire	-	-	-	-	(2 882)	
Offre Link 2024	-	11 017 316	11 017 316	-	-	175
Augmentation de capital Link 2024	2 259 865	-	2 259 865	2	25	-
Réduction de capital Link 2024	(2 259 865)	2 259 865	-	(2)	(34)	36
Achat/vente d'actions propres	-	(13 410 300)	(13 410 300)	-	-	(213)
Attribution actions gratuites	-	4 524 797	4 524 797	-	-	57
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 435 285 011**	**(9 443 689)**	**2 425 841 322**	**2 435**	**21 025**	**(122)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2024 résulte :

- du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé "Link 2024". Au total, 13,3 millions d'actions ont été souscrites. Le 17 octobre 2024, l'opération s'est traduite, d'une part, par une cession de 11 millions d'actions aux salariés rachetées sur le marché pour 175 millions d'euros et, d'autre part, par une augmentation de capital d'un montant de 27,2 millions d'euros. Ce dernier montant se répartit en une augmentation de 2,3 millions d'euros de capital et 25 millions d'euros de prime d'émission ;
- d'une réduction de capital de 36 millions d'euros par annulation de 2,3 millions d'actions en réduction du capital, 33,7 millions d'euros imputés en prime d'émission ;
- des livraisons d'actions propres à hauteur de 4,5 millions d'actions dans le cadre des plans d'attributions d'actions gratuites.

16.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Le Groupe n'a plus, depuis 2017, de plan d'option d'achat ou de souscription d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 19 "Paiements fondés sur des actions" sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

16.1.2 Actions propres

PRINCIPES COMPTABLES

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 7,3 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 30 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2024, le Groupe détient 9,4 millions d'actions propres. À ce jour, toutes les actions ont été affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 55 millions d'euros.

16.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 34 000 millions d'euros au 31 décembre 2024, dont 21 025 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègrent une partie du versement du dividende en numéraire au titre de l'exercice 2023 pour un montant de 2 882 millions d'euros.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

16.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé en juin 2024 au remboursement de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 1 190 millions d'euros, se traduisant par :

- un rachat de 338 millions d'euros de titres super-subordonnés (PERP NC 06/2024, coupon 3,875%, code ISIN : FR0011942283) ;
- un rachat anticipé partiel de deux autres tranches de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 852 millions d'euros, soit :
  - 545 millions d'euros (PERP NC 02/2025, coupon 3,25%, code ISIN : FR0013398229) sur un montant nominal initial de titres super-subordonnés verts de 1 000 millions d'euros,
  - 307 millions d'euros (PERP NC 07/2025, coupon 1,625%, code ISIN : FR0013431244) sur un montant nominal initial de 500 millions d'euros.

Dans le même temps, ENGIE SA a également procédé à une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée pour un montant total de 1 835 millions d'euros, se traduisant par :

- une émission de 800 millions d'euros portant coupon de 4,75% avec une option de remboursement à partir de mars 2030 (code ISIN : FR001400QOK5) ;
- une émission de 1 035 millions d'euros portant coupon de 5,125% avec une option de remboursement à partir de mars 2033 (code ISIN : FR001400QOL3).

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.

Au 31 décembre 2024, l'encours des titres super-subordonnés, en valeur nominale, s'élève à 4 038 millions d'euros, contre 3 393 millions d'euros au 31 décembre 2023.

En 2024, le Groupe a versé 80 millions d'euros aux détenteurs de ces titres, soit 88 millions d'euros au titre des coupons, net de 8 millions d'euros reçus au titre d'indemnités de remboursement anticipé. Ces montants sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

16.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 25 535 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 24 537 millions d'euros au 31 décembre 2023), dont 21 025 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

16.2.3 Dividendes

L'Assemblée Générale du 30 avril 2024 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 1,43 euro par action au titre de l'exercice 2023. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,143 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2023, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital. Le Groupe a réglé en numéraire le 6 mai 2024, pour un montant de 3 469 millions d'euros, le dividende de 1,43 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi qu'un montant de 34 millions d'euros au titre de prime de fidélité.

Dividende proposé au titre de l'exercice 2024

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024 de verser un dividende unitaire de 1,48 euro par action soit un montant total de 3 604 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2024. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2024 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2024. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2024, cette majoration est évaluée à 44 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le jeudi 24 avril 2025, le dividende dont le coupon aura été détaché le vendredi 25 avril 2025, sera payé le mardi 29 avril 2025. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2024, les états financiers à fin 2024 étant présentés avant affectation.

16.2.4 Principales opérations impactant les capitaux propres en 2024

ENGIE a finalisé, le 20 février 2024, l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania. Cette transaction s'est traduite par une augmentation de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 85 millions d'euros.

ENGIE North America a finalisé, en septembre 2024, avec le fonds Ares Management Infrastructure Opportunities (Ares) la cession d'un pourcentage minoritaire (pourcentage variable dans le capital, compte tenu de la structure d'actions préférentielles souscrites par Ares) dans un portefeuille d'actifs de stockage et d'énergies renouvelables de 2,7 GW aux États-Unis. Cette transaction s'est traduite par une diminution de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 830 millions d'euros.

16.3 Gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2024 et au 31 décembre 2023, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Instruments de dette	(61)	(44)
Couverture d'investissement net [1]	(502)	(238)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) [1]	(149)	145
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) [1]	340	(3 998)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	6	786
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt [2]	167	334
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ÉCARTS DE CONVERSION	**(200)**	**(3 015)**
Écarts de conversion	(1 557)	(1 693)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(1 758)**	**(4 708)**

(1) Voir Note 15 "Risques liés aux instruments financiers".
(2) Voir Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

16.4 Gestion du capital

ENGIE cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier économique net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (voir Note 16.1.2 "Actions propres"), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de crédit de niveau "*strong investment grade*" auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués du coût de la dette et des impôts dus et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte de la partie non couverte des provisions nucléaires et pour pensions, ainsi que 50% des émissions hybrides (titres super subordonnés). Par ailleurs, le Groupe a défini une guidance portant sur son profil financier sur le ratio "dette nette économique divisée par l'EBITDA" inférieur ou égal à quatre fois.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 17 PROVISIONS

PRINCIPES COMPTABLES

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration, soit en commençant à exécuter le plan, soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour remise en état de site et les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en "Autres produits et autres charges financiers").

Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, au démantèlement des sites de production nucléaires et des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (voir Note 17.2) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (voir Notes 17.2 et 17.3) ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle nucléaire et Démantèlement des installations nucléaires	Démantèlement des installations Hors nucléaires	Autres risques	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**5 208**	**23 887**	**1 384**	**2 114**	**32 593**
Dotations	230	318	40	811	1 399
Reprises pour utilisation	(328)	(364)	(67)	(570)	(1 330)
Reprises pour excédent	-	-	-	68	68
Variation de périmètre	-	-	42	45	87
Effet de la désactualisation	168	672	47	18	905
Écarts de change	(10)	-	9	(1)	(1)
Autres	(289)	18	114	58	(99)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**4 979**	**24 531**	**1 569**	**2 541**	**33 621**
Non courant	4 885	9 126	1 490	408	15 909
Courant [1]	95	15 405	79	2 133	17 712

(1) La classification en courant/non-courant traduit les effets des accords signés avec l'État belge le 13 décembre 2023. À ce titre, le Groupe réglera une grande partie de ce passif (11,5 milliards d'euros$_{2023}$) lors de l'entrée en vigueur de cet accord, le solde (3,5 milliards d'euros) l'étant au moment du redémarrage des unités Tihange 3 et Doel 4 prévu au quatrième trimestre 2025.

L'effet de la désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La ligne "Autres" se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2024 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en "Autres éléments du résultat global".

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2024
Résultat des activités opérationnelles	(113)
Autres produits et charges financiers	(929)
TOTAL	**(1 042)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

17.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

17.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

17.2.1 Contexte légal actuel et évolutions attendues suite aux accords signés avec l'État en 2023

La loi belge du 11 avril 2003, partiellement abrogée et modifiée par la loi du 12 juillet 2022 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion du combustible usé.

Par ailleurs, cette loi organise l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Conformément à la loi, la CPN procède tous les trois ans à un audit de l'application faite des méthodes de calcul utilisées pour la constitution des provisions nucléaires et de leur adéquation. La prochaine revue triennale aura lieu au cours de l'exercice 2025.

Les accords signés avec l'État belge en 2023 prévoient :

- la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dans le cadre d'un partenariat à 50/50 entre l'État belge et le Groupe moyennant la mise en place d'un contrat pour différence protégeant ENGIE contre les risques de marché ; et
- le transfert à l'État belge, en contrepartie du paiement libératoire d'un montant forfaitaire de 15 milliards d'euros$_{2022}$, de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible usé dans la limite d'un crédit volumétrique couvrant la totalité des déchets nucléaires produits par les centrales belges durant leur durée de vie légale depuis leur mise en service jusqu'à leur démantèlement.

Le transfert de responsabilité financière sur la gestion des déchets nucléaires et du combustible usé conformes aux critères de transfert interviendra au *closing* attendu en mars 2025 (voir Note 24 "Evènements postérieurs à la *clôture*") et ne pourrait être remis en cause qu'en cas d'absence de redémarrage des unités avant le 1er novembre 2027 qui serait due à une négligence grave d'ENGIE. Dans ce cas hautement improbable, l'État belge pourrait annuler l'accord sur le montant forfaitaire et revenir au régime actuel de responsabilité financière de l'opérateur nucléaire, et les montants déjà versés par le Groupe seraient séquestrés au bénéfice des provisions nucléaires qui auraient été transférées, jusqu'à la fin du programme de démantèlement y compris la gestion des déchets nucléaires et de l'aval du cycle du combustible.

Le Groupe réglera ce passif de 15 milliards d'euros$_{2022}$ (ce montant incluant la quote-part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales) via un paiement de 11,5 milliards d'euros$_{2022}$ pour les déchets de catégorie B et C (déchets hautement radioactifs, destinés au stockage géologique), au moment du *closing* puis le solde, soit 3,5 milliards d'euros$_{2022}$ lors du redémarrage des unités prolongées au second semestre 2025 pour les déchets de catégorie A (déchets faiblement radioactifs, destinés au stockage en surface). Ces montants font l'objet d'une indexation de 3% qui prend effet à compter du 1er janvier 2023 et ce jusqu'à la date de paiement.

À l'issue de cet accord, le Groupe conservera essentiellement la responsabilité de l'entreposage sur site des déchets de combustible usé jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'à 2050 ainsi que du conditionnement de l'ensemble des déchets selon l'accord contractuel ; il reste également responsable, au terme de leur durée d'exploitation, des travaux de mises à l'arrêt définitif des réacteurs, de leur démantèlement et de l'assainissement du site. Le processus de constitution et de gestion de l'ensemble de ces provisions relevant de la responsabilité du Groupe continuera de faire l'objet d'une revue de la part de la CPN tous les trois ans.

17.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible usé fera l'objet d'un conditionnement, avant son évacuation en stockage géologique à long terme.

Dans le cadre de la mise en place d'un paiement libératoire pour le transfert de la responsabilité financière de la gestion du stockage et de l'évacuation des déchets nucléaires et du combustible usé, prévu par l'accord, les risques associés à ce passif ont été considérablement réduits puisque l'accord prévoit que la responsabilité financière de toutes les opérations de gestion du combustible usé postérieurement à son transfert à l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies) incombera à l'État, en contrepartie du paiement libératoire de 10,5 milliards d'euros$_{2022}$ pour les déchets de catégorie C.

Concernant la gestion des déchets, la responsabilité du Groupe sera essentiellement limitée à l'entreposage sur site des éléments combustibles jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'en 2050, ainsi que de leur mise en conformité avec les critères contractuels de transfert des déchets à l'ONDRAF, dont le passif est estimé à 1,7 milliard d'euros$_{2022}$, tel que repris dans la loi de mise en œuvre de l'accord.

Les provisions non couvertes par le paiement libératoire sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte lors de la dernière révision triennale ;
- le taux d'actualisation retenu par la CPN lors de la dernière révision triennale – pour la partie non couverte par le paiement libératoire – est de 3,0% (y compris inflation de 2,0%).

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance.

Sensibilité

Suite à la prise en charge, par l'État belge, de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires après leur transfert à l'ONDRAF, le Groupe ne sera plus exposé qu'à l'évolution des coûts futurs d'entreposage et de conditionnement et aux paramètres d'actualisation correspondants avant ce transfert (comme mentionné ci-dessus, passif estimé à 1,7 milliard d'euros$_{2022}$).

- les coûts de construction des installations d'entreposage à sec et les coûts d'achat des containers des éléments combustibles sur nos sites pourraient être différents de ceux, provisionnés. Une modification de 10% de ces coûts encore à engager représenterait une variation de 60 millions d'euros des provisions ;
- une variation de 10% des coûts annuels d'exploitation des installations d'entreposage se traduirait par une variation de 30 millions d'euros de la provision ;
- une variation du taux d'actualisation de 25 bps se traduirait par une révision des provisions non transférées de 40 millions d'euros, à la hausse en cas de réduction du taux d'actualisation ou à la baisse en cas de hausse du taux.

À noter que le risque de dépassement des crédits volumétriques est estimé, à ce stade, très peu probable, les crédits volumétriques établis dans l'accord ayant incorporé les aléas volumétriques estimés dans le cadre de la réévaluation des provisions en 2022.

17.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire [ESRS E5-2]

PRINCIPES COMPTABLES

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations, et est compris dans le périmètre des actifs faisant l'objet de tests de valeur. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation annuelle sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être mises à l'arrêt définitif pendant la phase durant laquelle le combustible irradié est déchargé de la centrale, puis jusqu'au déclassement et à l'assainissement du site.

La stratégie de démantèlement retenue repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un "*greenfield* industriel"), permettant un usage industriel futur du terrain.

Compte tenu de l'accord, la responsabilité financière de toutes les opérations de gestion des déchets de catégorie A et B conditionnés conformément aux critères contractuels de transfert incombera désormais à l'État en contrepartie du paiement du montant forfaitaire libératoire décrit dans la Note 17.2.2 ci-avant. À ce titre, le Groupe transférera ce passif lorsque le *closing* de la transaction sera effectif (voir Note 24 "Évènements postérieurs à la clôture") pour un total de 1 milliard d'euros$_{2022}$, pour les déchets de catégorie B et, lors du redémarrage des unités prolongées fin 2025 pour un total de 3,5 milliards d'euros$_{2022}$, pour les déchets de catégorie A.

Le Groupe ne demeure par ailleurs responsable que de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement (en sus de la responsabilité du conditionnement des déchets de catégorie A et B provenant de ces opérations tel que décrit dans la Note 17.2.2). Le passif restant à charge du Groupe pour la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement est estimé à 6,7 milliards d'euros$_{2022}$, tel que repris dans la loi de mise en œuvre de l'accord. Au 31 décembre 2024, ces provisions pour mise à l'arrêt définitif et démantèlement sont constituées sur la base des paramètres suivants :

- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquencement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement ;
- le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui doivent être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire. Les conditions de sûreté des phases de mise à l'arrêt définitif ont été définies avec l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN) pour les unités de Doel 3 et Tihange 2 déjà à l'arrêt. Elles restent à définir pour la phase de démantèlement. Les coûts pourraient être amenés à évoluer en fonction de l'issue de ces discussions et du projet détaillé de réalisation de ces phases en cours de définition ;
- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales. Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas, revues par l'ONDRAF et la CPN ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- le taux d'actualisation retenu par la CPN est de 2,5% (y compris inflation de 2,0%).

La prolongation de 10 ans des unités Doel 4 et Tihange 3 prévue dans l'accord désoptimise les activités de démantèlement en série des différentes unités. L'accord prévoit de faire supporter à l'État belge l'augmentation des coûts de démantèlement relative aux dyssynergies générées par la modification du scénario initial qui prévoyait un démantèlement des unités en série et non de manière différée pour deux d'entre elles. Ainsi, le Groupe a comptabilisé, en contrepartie d'une créance vis-à-vis de l'État belge, un complément de provision pour démantèlement à hauteur de 0,2 milliard d'euros, ce montant ayant été confirmé par la CPN (Commission des provisions nucléaires) dans son avis du 24 juin 2024. Ce montant sera réglé au moment du *closing* de l'accord avec l'État belge.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Certaines recommandations émises par l'ONDRAF dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires en 2022 n'ayant pas encore pu être quantifiées feront l'objet d'une instruction spécifique sous le contrôle de la CPN dans le cadre de la révision triennale en 2025.

Enfin, le Groupe constitue des provisions destinées à couvrir les coûts relatifs à la phase de mise à l'arrêt définitif de ses droits de tirage dans Tricastin et Chooz B ainsi que pour la période de démantèlement qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site de Chooz B, conformément aux accords respectifs conclus avec EDF. Celles-ci sont basées sur les provisions pour les actifs belges se rapprochant le plus de ces centrales et sont mises à jour conformément aux révisions par la CPN.

Sensibilité

Compte tenu de l'accord, le Groupe ne sera plus responsable que de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement y compris conditionnement des déchets nucléaires provenant de ces opérations conformément aux critères contractuels de transfert (comme indiqué ci-dessus, passif estimé à 6,7 milliards d'euros$_{2022}$) :

- une variation de 10% des coûts de mise à l'arrêt définitif des unités conduirait à une variation de l'ordre de 200 millions d'euros des provisions ;
- une variation de 10% des coûts de démantèlement des unités conduirait à une variation de l'ordre de 400 millions d'euros des provisions nucléaires ;
- une variation du taux d'actualisation de 25 bps se traduirait par une révision des provisions de l'ordre de 170 millions d'euros, à la hausse en cas de réduction du taux d'actualisation ou à la baisse en cas de hausse du taux.

17.2.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées

Comme indiqué au point précédent, la loi belge du 12 juillet 2022, abrogeant partiellement et modifiant la loi du 11 avril 2003, attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion du combustible usé. En application de la loi du 11 avril 2003, Synatom pouvait prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit.

Le montant des prêts en cours entre Synatom et les exploitants nucléaires représentant la contre-valeur des provisions pour la gestion du combustible usé, sera remboursé d'ici le 31 décembre 2025 à Synatom et le montant des prêts en cours entre Synatom et Electrabel représentant la contre-valeur des provisions pour le démantèlement sera remboursé d'ici le 30 septembre 2031.

La partie des provisions ne faisant pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est placée par Synatom soit dans des actifs financiers extérieurs aux exploitants nucléaires, soit dans des prêts à des personnes morales répondant aux critères de "qualité de crédit" imposés par la loi.

Il incombe au Conseil d'Administration de Synatom et à son Comité d'investissement de définir la politique d'investissement de Synatom après avis de la CPN, conformément à la loi du 12 juillet 2022. En s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse, le Comité d'investissement supervise les décisions d'investissement dont le pilotage est confié à une équipe dirigée par un Directeur des investissements.

Au cours de l'exercice 2024, Synatom a investi près de 2,5 milliards d'euros dans de tels actifs.

La valeur des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires s'élève au 31 décembre 2024 à 12 871 millions d'euros et leur rendement s'est établi à 4,8% sur l'exercice. L'année 2024 a été marquée par la réorganisation du portefeuille, avec une scission entre :

- les actifs liés aux provisions pour le traitement des déchets nucléaires : ces actifs seront transférés à Hedera, une institution publique créée par l'État belge, lors du closing des accords signés avec l'État belge. L'objectif fixé à Synatom jusque-là est de préserver la valeur des actifs sous-jacents grâce à des investissements en instruments monétaires, assurant un rendement au moins équivalent à l'indexation des montants forfaitaires fixée à 3% ;
- les actifs liés aux provisions résiduelles pour le démantèlement et l'entreposage sur site : l'objectif est de garantir un rendement suffisant, avec un niveau de risque acceptable, pour couvrir les coûts de démantèlement et d'entreposage du combustible usé. Ce portefeuille respecte les contraintes de diversification, de minimisation des risques et de disponibilité définies par la loi du 12 juillet 2022.

Cette réorganisation a conduit à la liquidation d'une part importante des fonds et à la réallocation entre les différents véhicules d'investissement de Synatom afin de pouvoir assurer une liquidité suffisante pour régler les montants forfaitaires libératoires vis-à-vis de l'État belge.

17.2.4.1 Valorisation des actifs financiers sur l'exercice 2024

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	-	3
Trésorerie en attente de placement et OPCVM monétaires	9 624	3 777
Total des prêts et créances au coût amorti	9 624	3 780
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	640	1 640
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	-	25
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	640	1 665
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 438	1 873
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 195	2 663
Instruments de dette à la juste valeur	2 632	4 536
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	3 273	6 201
Instruments financiers dérivés	(25)	3
TOTAL (1)	12 871	9 984

(1) N'inclut pas les stocks d'uranium qui s'élèvent à 301 millions d'euros au 31 décembre 2024, contre 307 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie des OPCVM en attente de placement sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que "Prêts et créances au coût amorti". Les obligations OPCVM et instruments de couverture associés détenus par Synatom au travers d'OPCVM sont présentés en instruments de capitaux propres ou en instruments de dette (voir Note 14.1 "Actifs financiers").

Le détail de la variation de la juste valeur cumulée des actifs de Synatom est présenté comme suit :

	Variation cumulée de la juste valeur des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	81	88
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	(19)	(101)
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	83	122
TOTAL	**145**	**108**

Le résultat de l'exercice généré par ces actifs dédiés s'élève à +324 millions d'euros en 2024 (-184 millions d'euros en 2023).

	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Résultat de cession	(61)	(312)
Rémunération des actifs	329	71
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(212)	(108)
Variation de juste valeur des actifs dédiés par résultat	268	167
TOTAL	**324**	**(184)**

17.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

17.3.1 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment des centrales classiques, des canalisations de transport, des conduites de distribution, des sites de stockage ou encore des terminaux méthaniers, doivent être démantelées ou a minima mises en sécurité. Ces obligations peuvent résulter de réglementations environnementales en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe. L'enjeu le plus important pour le Groupe concerne les infrastructures gazières en France.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en favorisant les énergies renouvelables ou dites vertes, notamment le biométhane et l'hydrogène. Les différents scénarios qui permettent d'atteindre cette neutralité carbone, notamment le Scénario National Bas Carbone en France, les scénarios ADEME, ou "l'étude prospective Futurs énergétiques" de RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, conduisent tous à une baisse significative des quantités de gaz consommées, tout en maintenant un nombre élevé de connexions gaz pour la gestion de la pointe électrique. Le Groupe analyse de près cette perspective, notamment dans le cadre de la définition de sa stratégie ainsi que pour l'appréciation de la durée d'utilisation des actifs et l'évaluation des provisions pour leur démantèlement éventuel.

La future Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC) constituera la feuille de route actualisée de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de la France aux impacts du changement climatique. La SFEC sera constituée de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3e édition), le Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC 3e édition) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2024-2033), qui doivent être adoptés dans le courant 2025 (voir Note 13.4.2).

En conformité avec l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, le scénario de long terme retenu par le Groupe, et qui préside à la mise en œuvre de sa stratégie, est un scénario qui combine électrification raisonnable, soit un peu moins de 50% de la demande finale en 2050, et développement d'une palette diversifiée de gaz verts (biométhane, e-CH4 synthétisé, gaz naturel avec Carbon-Capture and Storage, hydrogène pur). Le scénario du Groupe est proche de ceux de l'*International Energy Agency* avec son modèle APS (*Announced Pledges Scenario*) ou de l'ADEME ("technologie verte").

Du fait de l'importance des gaz verts dans le mix énergétique français envisagé à l'horizon 2050 et au-delà, les infrastructures gazières resteront très largement nécessaires et seront indispensables pour fournir de la flexibilité au système énergétique. L'adaptation et la reconversion de ces infrastructures aux gaz verts permettent d'envisager leur utilisation à un horizon très lointain, ce qui conduit à une valeur actuelle quasi nulle des provisions pour leur démantèlement, hors cas spécifiques des terminaux méthaniers et des sites de stockage en exploitation réduite et non régulés essentiellement en France et en Allemagne, pour lesquels les provisions constituées pour leur démantèlement s'élèvent à 353 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 326 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Compte tenu de son horizon et des évolutions des politiques publiques françaises et européenne, le Groupe continuera à procéder à une appréciation régulière du scénario de long terme qui permettra d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cette appréciation s'accompagnera d'une revue de l'évaluation des provisions pour démantèlement.

Une évolution plus substantielle du cadre réglementaire pourrait avoir une incidence sur le dimensionnement, la durée d'exploitation et l'horizon de démantèlement des infrastructures gazières en France et le cas échéant impacter significativement le montant de la provision pour démantèlement.

17.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood, et l'arrêt des opérations d'extraction de charbon dans la mine attenante à partir de fin mars 2017. Le Groupe détient une participation de 72% dans cette ancienne centrale de 1 600 MW avec mine de charbon attenante, consolidée en tant qu'activité conjointe.

Au 31 décembre 2024, la provision en part Groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 239 millions d'euros contre 280 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017 et se sont concentrés sur : la gestion de la contamination du site ; la planification de l'assainissement de son environnement ; la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, comprenant la démolition de l'ancienne centrale, le pompage aquatique continu, ainsi que des travaux de terrassement dans la mine, visant à garantir une stabilité du terrain et des parois, en vue de la création d'un lac de mine sur le long terme.

Les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de destruction et de réhabilitation qui devront être encourus par la société Hazelwood. Cependant, le montant de cette provision pourrait être ajusté dans le futur afin de tenir compte d'éventuelles évolutions concernant les paramètres clés de l'évaluation.

17.4 Autres risques

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux et des réclamations et risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés, en application d'IFRIC 23), les provisions pour restructuration ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

NOTE 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

PRINCIPES COMPTABLES

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en "Autres actifs" courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

18.1 Description des principaux régimes de retraite

18.1.1 Régime spécial des industries électriques et gazières (IEG) en France

Depuis le 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale et du budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 ("droits spécifiques passés") ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution ("droits spécifiques passés régulés") est assuré par le prélèvement de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1er janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Le régime spécial des retraites des IEG, contrairement à celui des autres avantages IEG, est fermé aux nouveaux entrants depuis le 1er septembre 2023.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres "engagements mutualisés" sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2024, la dette actuarielle "retraite" relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,78 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle "retraite" relative au régime des IEG est de 18 ans.

18.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, et partiellement ENGIE Energy Management et ENGIE CC.

Ces conventions, applicables au personnel "barémisé" engagé avant le 1er juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1er mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension préfinancés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle "retraite" relative à ces régimes s'élève à 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2024. La duration moyenne de ces régimes est de 10 ans.

Le personnel "barémisé" engagé à partir du 1er juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1er mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1er janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1er janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2024, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 44 millions d'euros en 2024 et 42 millions d'euros en 2023.

18.1.3 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France et Belgique concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des industries des fournisseurs d'électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1er juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

18.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

18.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie,
  - les indemnités de fin de carrière,
  - les congés exceptionnels de fin de carrière,
  - les indemnités de capital décès ;
- avantages à long terme :
  - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles,
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
  - les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des industries électriques et gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé "tarif agent".

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente des énergies aux particuliers et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 2,75 milliards d'euros au 31 décembre 2024. La duration de l'engagement est de 18 ans.

18.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

18.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'"allocation transitoire" (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

18.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature…), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté…).

18.3 Plans à prestations définies

18.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de la situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour les régimes de retraite, avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, actifs de régime, et droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
Au 31 décembre 2023	**(5 208)**	**289**	**244**
Différence de change	32	1	-
Variations de périmètre et autres	(1)	2	14
Pertes et gains actuariels	281	125	(1)
Charge de l'exercice	(391)	(37)	8
Cotisations/prestations payées	309	7	(6)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(4 979)**	**386**	**260**

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de la situation financière au sein des lignes "Autres actifs" non courants et courants.

La charge de l'exercice s'élève à 428 millions d'euros en 2024 (492 millions d'euros en 2023). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 18.3.3 "Composantes de la charge de l'exercice".

La zone euro représente 99% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2024 (contre 97% au 31 décembre 2023).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 1 576 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 1 979 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'état du résultat global représentent un gain actuariel de 406 millions d'euros en 2024 (contre une perte actuarielle de 601 millions d'euros en 2023).

18.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivants :

		31 déc. 2024				31 déc. 2023			
En millions d'euros		Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total	Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total
A – VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE									
Dette actuarielle début de période		**(5 966)**	**(3 529)**	**(433)**	**(9 928)**	**(5 565)**	**(3 308)**	**(395)**	**(9 268)**
Coût des services rendus de la période		(174)	(57)	(38)	(269)	(168)	(48)	(33)	(248)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(228)	(124)	(14)	(367)	(245)	(123)	(16)	(384)
Cotisations versées		(8)	-	-	(8)	(9)	-	-	(9)
Modification de régime		2	-	-	2	(82)	27	(1)	(56)
Variations de périmètre		1	-	-	1	-	-	-	-
Réductions/cessations de régimes		-	-	-	-	8	5	1	14
Pertes et gains actuariels financiers		(62)	2	(4)	(64)	(163)	(233)	(33)	(430)
Pertes et gains actuariels démographiques		8	245	7	261	(110)	25	-	(85)
Prestations payées		358	133	46	537	378	127	43	549
Autres (dont écarts de conversion)		47	-	1	47	(11)	-	(1)	(11)
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(6 022)**	**(3 332)**	**(435)**	**(9 788)**	**(5 966)**	**(3 529)**	**(433)**	**(9 928)**
B – VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**5 067**	-	-	**5 067**	**5 181**	-	-	**5 181**
Produit d'intérêts des actifs de couverture		202	-	-	202	214	-	-	214
Pertes et gains actuariels financiers		213	-	-	213	(119)	-	-	(119)
Cotisations perçues		80	-	-	80	91	-	-	91
Prestations payées		(293)	-	-	(293)	(308)	-	-	(308)
Autres (dont écarts de conversion)		(2)	-	-	(2)	9	-	-	9
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**5 267**	-	-	**5 267**	**5 067**	-	-	**5 067**
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	**A+B**	**(754)**	**(3 332)**	**(435)**	**(4 521)**	**(899)**	**(3 529)**	**(433)**	**(4 861)**
Plafonnement d'actifs		(71)	-	-	(71)	(58)	-	-	(58)
Engagements nets de retraites		**(827)**	**(3 332)**	**(435)**	**(4 593)**	**(957)**	**(3 529)**	**(433)**	**(4 918)**
TOTAL PASSIF		**(1 214)**	**(3 330)**	**(435)**	**(4 339)**	**(1 246)**	**(3 529)**	**(433)**	**(5 208)**
TOTAL ACTIF		**386**	-	-	**386**	**289**	-	-	**289**

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.
(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.
(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

18.3.3 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2024 et 2023 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Coûts des services rendus de la période	269	248
Pertes et gains actuariels [1]	(4)	32
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes [2]	(2)	42
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**263**	**322**
Charge d'intérêts nette	165	170
Total comptabilisé en résultat financier	**165**	**170**
TOTAL	**428**	**492**

(1) Sur avantages à long terme.
(2) Y compris l'impact de la réforme des retraites en 2023 impactant le régime IEG pour 56 millions d'euros.

18.3.4 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis via une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(4 063)	3 393	(68)	(738)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 469)	1 874	(3)	402
Plans non financés	(4 256)	-	-	(4 256)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(9 788)**	**5 267**	**(71)**	**(4 593)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(4 063)	3 382	(56)	(737)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 365)	1 686	(2)	319
Plans non financés	(4 501)	-	-	(4 501)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(9 929)**	**5 068**	**(58)**	**(4 919)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Actions	27	26
Obligations souveraines	23	26
Obligations privées	34	33
Actifs monétaires	3	4
Actifs immobiliers	2	3
Autres actifs	11	8
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2024.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 4,23% en 2024.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2024 s'est élevé à environ 5,3% en assurance de groupe et à environ 6,8% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique latine	Asie – Océanie	Reste du monde	Total
Actions	48	37	1	12	2	100
Obligations souveraines	77	1	18	-	3	100
Obligations privées	65	27	1	5	3	100
Actifs monétaires	61	3	-	10	26	100
Actifs immobiliers	95	3	-	1	1	100
Autres actifs	35	1	-	-	64	100

18.3.5 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Taux d'actualisation	Zone euro	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
	Zone UK	5,1%	5,2%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
	Zone UK	3,5%	3,5%	-	-	-	-	-	-

18.3.5.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la duration de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 13%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 13%.

18.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2025 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2025, des cotisations de l'ordre de 194 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 129 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

18.4 Plans à cotisations définies

En 2024, le Groupe a comptabilisé une charge de 88 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe dont 9 millions d'euros concernant les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas (contre 92 millions d'euros en 2023 dont 8 millions pour les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas). Ces cotisations sont présentées en "Charges de personnel" au compte de résultat.

NOTE 19 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

PRINCIPES COMPTABLES

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

	Charge de la période	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Offres réservées aux salariés [1]	(51)	1
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance [2]	(45)	(46)
TOTAL	**(96)**	**(45)**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.
(2) À la suite à la revue des conditions de performance et de présence des plans dont la fin de la période d'acquisition était en 2024, une charge complémentaire de 3,5 millions d'euros a été comptabilisée en 2024. Aucun ajustement au titre de ces conditions n'avait été comptabilisé pour les plans livrés en 2023.

19.1 Link 2024

19.1.1 Description des formules proposées par ENGIE

En 2024, les salariés et les anciens salariés du Groupe éligibles ont pu participer à une offre réservée au sein de plans mondiaux d'actionnariat salarié dénommée "Link 2024". L'offre a été mise œuvre principalement sous la forme d'une cession d'actions propres. Le Groupe a proposé aux salariés d'acquérir ces actions au moyen des formules suivantes :

- Link Classique : formule avec décote et abondement permettant aux salariés d'acquérir des actions directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE ;
- Link Multiple : formule permettant aux salariés d'acquérir, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions à prix décoté par rapport au cours de bourse et de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum ;
- *Share Appreciation Rights* (SAR) : programme à effet de levier permettant, par l'acquisition d'un titre de bénéficier d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé en trésorerie au salarié et ce, à l'expiration d'une période de cinq ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des *warrants*.

Par ailleurs, le plan Link Classique a été assorti d'un abondement de 200% jusqu'à 250 euros investis, soit 500 euros maximum.

19.1.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2024 est défini par la moyenne des cours de clôture de l'action ENGIE sur le marché Euronext Paris 26 août au 20 septembre 2024 inclus. Le prix de référence, fixé à 15,86 euros, est diminué de 20% pour les formules Classique et Multiple soit 12,69 euros.

La charge comptable des plans Link Classique et Multiple correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription.

Les impacts comptables sont les suivants :

	Link Classique	Link Multiple	Abondement Link Classique France	Total
Montant souscrit *(millions d'euros)*	55	100	-	155
Nombre d'actions souscrites *(millions d'actions)*	4,3	7,8	1,1	13,3
Décote *(euros/action)*	3,2	3,2	15,9	
COÛT POUR LE GROUPE *(MILLIONS D'EUROS)*	**14**	**25**	**12**	**50**

Le montant total de la souscription à l'offre Link 2024 s'élève à un montant total de 155 millions d'euros comprenant :

- une cession d'actions propres aux salariés d'un montant de 128 millions d'euros ;
- une augmentation de capital et des primes d'émission d'un montant hors frais d'émission de 27 millions d'euros.

Il en résulte une charge totale de 50 millions d'euros sur l'exercice 2024 au titre des 12,2 millions d'actions souscrites et 1,1 million d'actions offertes en abondement (pour lesquelles une charge de 4 millions d'euros reste encore à reconnaître sur la période résiduelle du plan).

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié en contrepartie d'une charge.

19.2 Actions de performance

19.2.1 Nouvelles attributions réalisées en 2024

Plan d'actions de performance ENGIE du 30 avril 2024

Le Conseil d'Administration du 30 avril 2024 a approuvé l'attribution de 5,7 millions d'actions de performance aux cadres et dirigeants du Groupe. Ce plan est composé des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 29 avril 2027 inclus. Au 30 avril 2027, les actions sont cessibles sans restriction supplémentaire.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une triple condition de performance à l'exception toutefois des 500 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance sont les suivantes :

- comptant pour 35% des actions à acquérir : une condition portant sur l'évolution du *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE en trois ans, le cours de référence correspondant à la moyenne de l'indice et du cours d'ENGIE sur les 40 dernières cotations précédant le premier jour du mois de l'attribution, cette moyenne étant comparée à la même mesure trois ans plus tard ;
- comptant pour 35% des actions à acquérir : une condition portant sur le niveau du *Return On Average Capital Employed* (ROACE) ;
- comptant pour 30% des actions à acquérir : une condition portant sur des critères extra-financiers en matière d'émission de gaz à effet de serre lié à la production d'énergie, d'augmentation de la part des capacités renouvelables et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées notamment aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (86 050 actions attribuées).

Plan d'actions gratuites du 30 septembre 2024

Dans le cadre de l'offre réservée aux salariés Link 2024, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs à la formule classique proposée à l'international (hors France), soit un total de 359 469 actions gratuites attribuées (voir Note 19.1.1 "Description des formules proposées par ENGIE").

19.2.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2024.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
30 avril 2024	30 avril 2024	29 avril 2027	16,3	1,20	oui	11,37
30 septembre 2024	7 novembre 2029	7 novembre 2029	15,9	1,12	non	10,69

19.2.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2. L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture.

NOTE 20 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

L'objet de cette Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 21 "Rémunérations des dirigeants".

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

20.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

20.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2024 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2023. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 Administrateurs (une administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 34,13% des droits de vote théoriques (ou 34,23% des droits de vote exerçables) contre 33,80% à fin décembre 2023.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. Les TRV gaz ont pris fin au 1er juillet 2023.

20.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA, filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 31 décembre 2007, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

Avec le déploiement des compteurs communicants, pour l'électricité et pour le gaz, les activités "communes" opérées par les deux distributeurs ont été amenées à évoluer fortement. Les activités restantes mixtes sont réduites depuis 2024 à la médecine du travail, la médecine Conseil et la gestion des tarifs particuliers. Un projet porté par les deux distributeurs vise à finaliser le démixtage de ces activités.

20.2 Relations avec la CNIEG (Caisse nationale des industries électriques et gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des entreprises non nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 21 RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif se compose de 10 membres au 31 décembre 2024, inchangé par rapport à l'exercice précédent.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Avantages à court terme	27	23
Paiements fondés sur des actions	6	4
TOTAL	**33**	**27**

NOTE 22 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS

PRINCIPES COMPTABLES

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz "utile", soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz "coussin", indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (voir Note 13.3 "Immobilisations corporelles").

Le gaz "utile" est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de trading et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Droits d'émission de gaz à effet de serre, certificats d'économie d'énergie, certificats verts

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives spécifiquement à la comptabilisation notamment des quotas d'émission de gaz à effet de serre, des certificats d'économie d'énergie et des certificats verts, le groupe a décidé de comptabiliser les certificats en stock à leur valeur d'acquisition ou à leur coût de production. À la clôture de l'exercice, un passif sera reconnu, le cas échéant, en cas d'insuffisance de certificats par rapport à l'obligation de restitution. Lorsqu'il n'est pas couvert par des certificats en stock, ce passif est évalué au prix de marché ou, lorsque c'est applicable, au prix des contrats à terme conclus.

Tax equity

Le Groupe ENGIE finance ses projets renouvelables aux États-Unis par le biais de structures dites de "*tax equity*", dans lesquelles une partie des fonds nécessaires est apportée par un "*tax partner*". Celui-ci obtient, jusqu'à un niveau de rendement préétabli, un droit préférentiel essentiellement sur les crédits d'impôts du projet qu'il pourra imputer sur sa propre base taxable.

Les investissements réalisés par le *tax partner* remplissent la définition d'un passif en IFRS. Dans la mesure où le passif de *tax equity* correspondant à ces avantages fiscaux ne donne pas lieu à une sortie de trésorerie pour l'entité projet, ce passif n'est pas représentatif d'une dette financière et est comptabilisé en "autres passifs".

Au-delà de sa désactualisation, le passif évolue essentiellement en fonction des crédits d'impôts alloués au *tax partner* et reconnus en résultat.

22.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2024	Variation du BFR au 31 déc. 2023
Stocks	1 140	3 003
Créances commerciales et autres débiteurs	4 266	12 507
Fournisseurs et autres créanciers	(2 564)	(13 554)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(601)	(325)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de *trading*	(1 198)	(1 113)
Autres	(1 270)	(120)
TOTAL	**(227)**	**397**

22.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Stocks de gaz naturel, nets	2 139	2 218
Stocks d'uranium [(1)]	301	307
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 546	1 535
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 074	1 283
TOTAL	**5 061**	**5 343**

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de 13 millions d'euros au 31 décembre 2024.

22.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	908	12 395	(2 591)	(16 565)	990	13 424	(3 614)	(18 118)
Créances/dettes fiscales	-	*7 906*	-	*(8 711)*	-	*9 436*	-	*(10 415)*
Créances/dettes sociales	*646*	*20*	*(3)*	*(2 638)*	*531*	*16*	*(2)*	*(2 503)*
Dividendes à payer/à recevoir	-	*170*	-	*(190)*	-	*127*	-	*(20)*
Autres	*262*	*4 299*	*(2 588)*	*(5 026)*	*459*	*3 845*	*(3 613)*	*(5 178)*

Les autres actifs comprennent notamment une créance de 637 millions d'euros au 31 décembre 2024 vis-à-vis d'EDF au titre des provisions nucléaires (654 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les autres passifs comprennent 1 975 millions d'euros d'investissements réalisés par des *tax partners* dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (2 140 millions d'euros au 31 décembre 2023).

NOTE 23 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

23.1 Infrastructures

23.1.1 Brésil – Contestation d'un amortissement de survaleur et de charges financières

L'administration fiscale brésilienne conteste la déduction par Transportadora Associada de Gas ("TAG") d'un amortissement d'une survaleur et de charges financières en 2019 suite à la fusion de la société d'acquisition de TAG et cette dernière.

Le redressement s'élève à environ 767 millions de reals brésiliens (499 millions de reals brésiliens en quote-part ENGIE) et 2 448 millions de réals brésiliens (1 591 millions de reals brésiliens en quote-part ENGIE) respectivement pour les exercices 2019 et 2020. La société conteste ces redressements au niveau administratif.

23.2 *Energy Solutions*

23.2.1 Espagne – Púnica

Dans le cadre de l'affaire Púnica (procédure portant sur une affaire d'attribution de marchés), quinze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même avaient été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est clôturée depuis le 19 juillet 2021 ; Cofely España et huit (anciens) collaborateurs ont été renvoyés devant le tribunal correctionnel. Cofely España a fait appel de cette décision le 30 septembre 2021. Le 9 mars 2022, cet appel a été rejeté et la décision de renvoi confirmée. Les audiences devraient débuter au printemps 2025.

23.2.2 Italie – Manitalidea

En 2012, dans le cadre d'un marché public lancé par CONSIP, ENGIE Servizi a créé une association momentanée (*associazione temporanea di imprese* ou ATI) avec la société Manitalidea en vue de déposer une offre dans le cadre dudit marché. La participation de chacune des sociétés dans l'ATI a été organisée sur une base de 85% pour ENGIE Servizi et de 15% pour Manitalidea. Le marché avait pour objet de fournir de l'énergie et des services d'entretien et de maintenance à des hôpitaux.

En septembre 2012, trois lots du marché public ont été attribués à l'ATI.

Le 11 mars 2022, la société Manitalidea a introduit, auprès du Tribunal Civil de Rome, une action en dommages et intérêts contre ENGIE Servizi faisant valoir, d'une part, qu'ENGIE Servizi n'aurait pas respecté les dispositions de l'accord d'association momentanée relatives à la répartition des contrats entre les partenaires et, d'autre part, qu'en raison de cette circonstance, Manitalidea aurait perdu une chance de développer son chiffre d'affaires. À la suite de la mise en faillite de Manitalidea, la demande a été étendue pour viser la responsabilité prétendue d'ENGIE Servizi dans les déboires financiers de Manitalidea et dans sa mise en faillite.

Dans le cadre de la procédure en première instance, une évaluation technique par un expert désigné par le Tribunal est en cours.

23.3 *FlexGen*

23.3.1 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014 le tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre de dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure de première instance a débuté le 11 décembre 2018 et s'est poursuivie en 2023. La responsabilité des anciens membres du Conseil d'Administration et du management a été mise en cause. Des parties civiles, dont notamment le ministère de l'Environnement et le ministère de la Santé italiens, sont intervenues au procès pour réclamer des dommages et intérêts. Le 3 octobre 2023, l'ensemble des 26 Administrateurs et directeurs ont été acquittés par le Tribunal de Savone. La filiale Tirreno Power SpA détenue par ENGIE à 50% est également mise hors de cause. La décision a été notifiée en janvier 2024. Le parquet a interjeté appel de la décision en février 2024 ainsi que le ministère de la Santé, le ministère de l'Environnement et deux associations de citoyens. La date de la première audience devant la cour d'appel n'a pas encore été fixée.

23.3.2 Italie – taxe exceptionnelle sur le secteur énergétique

En décembre 2022, ENGIE a introduit une action contre l'administration fiscale en vue d'obtenir le remboursement de la taxe qu'elle a payée en juillet et novembre 2022 pour un montant total de plus de 308 millions d'euros, en application des deux décrets-lois (n° 21 et 50/2022) ayant créé une contribution exceptionnelle de solidarité à la charge des opérateurs du secteur énergétique. ENGIE conteste la validité de l'assiette de cette taxe par rapport à l'objectif de la loi, sa compatibilité avec la Constitution italienne ainsi que sa compatibilité avec les engagements européens de l'Italie (droit européen). La cour constitutionnelle italienne a validé la conformité de la taxe à la Constitution et a renvoyé l'affaire au tribunal de première instance de Milan. ENGIE continue de défendre ses intérêts notamment sur la compatibilité de la taxe avec le droit européen et demande un renvoi à la CJUE.

23.3.3 EPC Flémalle

En novembre 2021, Electrabel SA a conclu un contrat EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) avec SEPCO III pour la construction d'une centrale à gaz à Flémalle (Belgique) dans le cadre du CRM (*Capacity Rémunération Mechanism*).

En août 2022, Electrabel SA a résilié le contrat EPC avec SEPCO III pour non-exécution de ses obligations contractuelles et a engagé en novembre 2022 une procédure d'arbitrage pour obtenir la réparation de son dommage.

SEPCO III a introduit une demande reconventionnelle contre Electrabel pour obtenir des dommages et intérêts couvrant le prétendu préjudice qui aurait résulté de la résiliation du contrat. La procédure est en cours.

23.3.4 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

ENGIE Brasil Energia SA a fait l'objet d'un redressement fiscal pour les exercices 2014, 2015, 2016 et 2018 en matière de taxes fédérales sur la valeur ajoutée (PIS et COFINS) au titre de remboursements relatif à des combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant en jeu s'élève à un total de 874 millions de reals brésiliens, dont 259 millions en principal.

La société conteste ces rectifications et a introduit des recours administratifs. Les recours administratifs relatifs aux exercices 2014, 2015 et 2016 ont été rejetés et la société a porté le sujet devant les juridictions judiciaires. La société est en attente d'une décision en degré d'appel, après une décision défavorable en première instance. Le recours administratif relatif à l'exercice 2018 est en cours d'examen.

En 2023, Diamante Geraçao de Energia (alors contrôlée par ENGIE Brasil Energia SA et propriétaire des centrales thermoélectriques) a également été redressée au titre du traitement fiscal de remboursements de combustible comparables tant en matière de taxes PIS et COFINS (exercices 2019 et 2020) que d'impôts sur les sociétés (exercice 2018). Le montant en jeu total s'élève 604 millions de reals dont 261 millions en principal. Bien qu'ENGIE Brasil Energia SA ait vendu cette société en 2021, elle reste financièrement engagée au titre de la garantie du passif sur les exercices précédant la cession. La société conteste ces enrôlements et a introduit des recours administratifs, qui sont actuellement à l'examen.

Si ENGIE Brasil Energia SA et/ou Diamante Geraçao de Energia n'obtiennent pas gain de cause devant les tribunaux administratifs, ces affaires pourraient également être portées devant les cours et tribunaux ordinaire.

23.3.5 Pérou – Antamina

En 2012, à la suite d'un appel d'offres portant sur l'achat annuel de 170 MW couvrant la période 2015-2032, ENGIE Energía Perú S.A. a conclu un contrat d'achat long terme de gaz avec la société minière péruvienne Antamina (le "Contrat").

En 2021, Antamina a toutefois procédé à un nouvel appel d'offres portant sur un volume annuel identique et a conclu trois contrats d'achat avec trois nouveaux fournisseurs pour une durée qui s'étalait de janvier 2022 à juin 2024. Ceci remit en cause l'exclusivité dont ENGIE Energía Perú S.A. estimait bénéficier jusqu'en 2032 en vertu du Contrat. À la suite de la conclusion de ces nouveaux contrats, Antamina a réparti son approvisionnement entre ENGIE et les trois nouveaux fournisseurs. Antamina a refusé, à partir de janvier 2022, de prendre livraison de la quantité de gaz qui devait lui être fournie exclusivement par ENGIE en vertu du Contrat et d'honorer les factures correspondantes (environ 50% des besoins mensuels d'Antamina).

Le 26 avril 2022, ENGIE Energía Perú S.A. a assigné Antamina en arbitrage pour faire reconnaître le caractère exclusif du Contrat et l'obligation pour Antamina de ne s'approvisionner qu'auprès d'ENGIE à concurrence des 170 MW de gaz visés au Contrat, pour la période allant de janvier 2015 à décembre 2032. La procédure vise également le paiement des factures impayées depuis janvier 2022. La procédure d'arbitrage est régie par les règles du Centre d'arbitrage de la Chambre de Commerce de Lima. Le 4 janvier 2023, ENGIE Energía Perú S.A. a déposé son mémoire.

Le 20 mai 2024, le tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à ENGIE Energía Perú S.A. en décidant qu'ENGIE Energía Perú S.A. disposait d'une exclusivité pour la fourniture de 170 MW sur une base annuelle à Antamina, et qu'Antamina avait violé ses obligations contractuelles en concluant des contrats d'approvisionnement avec des fournisseurs tiers pour les 170 MW qu'elle avait contracté avec ENGE Energía Perú S.A. Le tribunal arbitral a rejeté le recours en annulation formulé par Antamina mettant fin à la procédure. Antamina s'est acquitté du règlement du montant décidé par le tribunal arbitral. Le dossier est désormais clos.

23.3.6 Chili – TotalEnergies

Le 3 janvier 2023, ENGIE ENERGÍA CHILE SA a engagé une procédure d'arbitrage international contre TotalEnergies Gas & Power Limited pour violation de ses obligations contractuelles dans le cadre d'un contrat de fourniture de GNL conclu en août 2011. La procédure est en cours.

23.3.7 Chili – ENGIE Austral

Les autorités fiscales chiliennes contestent le prix auquel ENGIE Austral (ENAU) a vendu ses parts dans Eolica Monte Redondo (EMR) à ENGIE Energía Chile (EECL) en 2020 alléguant que le prix auquel ENAU a vendu EMR à EECL serait nettement inférieur au prix du marché. En juin 2024, elles ont imposé à ENAU une pénalité de 62 millions de dollars américains, plus des intérêts et amendes pour un total de 108 millions de dollars américains. Suite à la contestation par ENAU de l'ajustement, les autorités fiscales chiliennes ont réduit la pénalité à environ 52 millions de dollars américains (intérêts et amendes inclus). La phase administrative étant terminée, ENAU contestera la décision devant les juridictions locales au cours du 1er semestre 2025.

23.4 Nucléaire

23.4.1 Prolongation de l'exploitation des unités nucléaires 2015-2025

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. La Cour constitutionnelle, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE, dans son arrêt du 29 juillet 2019, a considéré que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 (loi de prolongation Doel 1 et 2) a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises mais qu'il est possible de maintenir provisoirement les effets de la loi de prolongation en cas de menace grave et réelle de rupture de l'approvisionnement en électricité et pour la durée strictement nécessaire à une régularisation. Dans son arrêt du 5 mars 2020, la Cour constitutionnelle a annulé la loi de prolongation Doel 1 et 2 tout en maintenant ses effets jusqu'à l'adoption par le législateur d'une nouvelle loi précédée de l'évaluation préalable requise et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022.

L'évaluation environnementale et la consultation du public et transfrontalière ont été réalisées par l'État belge en 2021. Le projet de loi reprenant la conclusion de cette évaluation et de la consultation a été voté par le Parlement fédéral belge le 11 octobre 2022 et la loi a été publiée le 3 novembre 2022.

Le recours devant le Conseil d'État à l'encontre des décisions administratives ayant permis l'extension de la durée de vie des unités de Doel 1 et Doel 2, est, par ailleurs, toujours pendant. L'auditeur a remis son rapport le 21 janvier 2025 concluant à l'irrecevabilité du recours.

23.4.2 Mise à l'arrêt définitive des centrales de Doel 3 et Tihange 2

Différentes associations ont introduit des recours devant le tribunal de première instance de Bruxelles à l'encontre d'Electrabel, de l'État belge, de l'Agence de sûreté nucléaire et/ou du réseau de transport d'électricité Elia pour contester les décisions et actions de mise à l'arrêt des centrales de Doel 3 (intervenue le 23 septembre 2022) et/ou Tihange 2 (intervenue le 31 janvier 2023). Par un premier jugement en date du 16 novembre 2022, le tribunal de première instance, statuant en référé dans une des affaires, a confirmé les décisions et actions prises dans le cadre de la mise à l'arrêt. Les requérants dans cette affaire se sont désistés de l'action au fond. Dans la seconde affaire, au fond, un jugement est intervenu le 30 juin 2023 et a rejeté les mesures provisoires demandées parmi lesquelles la demande d'interdire à Electrabel de poser des actes irréversibles dans le cadre de la mise à l'arrêt de Doel 3 et Tihange 2. L'affaire se poursuit au fond sans calendrier précis à ce stade.

23.4.3 Recours à l'encontre de la décision du régulateur de l'énergie belge mettant en œuvre la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

Un recours a été introduit par Electrabel auprès de la Cour des marchés le 29 mars 2023 à l'encontre de la décision du régulateur de l'énergie belge (la CREG) mettant en œuvre la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité pour les revenus 2022. Un second recours en annulation a été introduit par Electrabel devant la même Cour à l'encontre de la décision du même régulateur pour les revenus 2023.

Electrabel conteste la validité de ce plafonnement des recettes en ce qu'il est contraire au Règlement européen qui l'institue, notamment parce qu'il détermine les revenus issus du marché de façon fictive au moyen de présomptions et non sur la base des recettes réellement perçues tel que cela est prévu par le Règlement, et qu'il est mis en œuvre de manière rétroactive à partir du 1er août 2022 en dehors de la période visée par le Règlement. La Cour des marchés a rendu son arrêt dans la première affaire le 18 octobre 2023 estimant que le recours était recevable prima facie fondé et a posé trois questions préjudicielles à la Cour de justice de l'Union européenne. Un pourvoi en cassation a été introduit le 10 janvier 2025 par la CREG contre cet arrêt. La deuxième affaire a été plaidée le 10 janvier 2024 et l'arrêt rendu le 31 janvier suspend le prononcé jusqu'à l'arrêt de la Cour de justice l'Union européenne de la première affaire.

Un recours en annulation a été introduit devant la Cour constitutionnelle en juin 2023. Après avoir joint les demandes d'annulation de différentes parties, elle a rendu un arrêt le 20 juin 2024 en posant 15 questions préjudicielles à la Cour de justice de l'Union européenne. Outre les recours précités, une demande de restitution a été introduite pour la taxe 2022 ainsi qu'un recours en annulation de celle-ci devant le tribunal de première instance.

23.4.4 Procédure d'arbitrage en application de la convention Tihange 1 et Doel 1 et 2 suite à l'adoption de la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

Electrabel a engagé le 17 octobre 2023 une procédure d'arbitrage contre l'État belge pour violation des conventions signées pour la prolongation de Tihange 1 le 12 mars 2014 et de Doel 1 et Doel 2 le 30 novembre 2015 qui excluaient en raison des redevances payées toutes autres charges en faveur de l'État (à l'exception des impôts d'application générale) qui seraient liées à la propriété ou à l'exploitation de Tihange 1 ou de Doel 1 et Doel 2, aux revenus, production ou capacité de production de ces centrales ou à l'utilisation par celles-ci de combustible nucléaire. Electrabel réclame, en application des conventions, à titre d'indemnité, le remboursement de la taxe payée au titre de 2022 et le montant du prélèvement au titre de 2023 sur ces centrales.

23.5 Autres

23.5.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'administration fiscale française a contesté le traitement fiscal en impôt sur les sociétés de la cession Dailly sans recours de la créance litigieuse de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le tribunal administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en 2019 ce qui a conduit l'administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative d'appel de Versailles qui a invalidé le jugement du tribunal en 2021. Le 14 avril 2023, le Conseil d'État a annulé l'arrêt de la Cour au motif que la créance cédée devait être qualifiée de remboursement anticipé d'impôt non déductible, indépendamment du fait que l'état n'ait pas autorisé son remboursement par l'établissement bancaire cessionnaire de la créance, et que le remboursement n'ait été que partiel. Le Conseil d'État a renvoyé l'affaire à la Cour administrative d'appel de Versailles pour trancher en fonction d'un mode opératoire qui revient à faire dépendre le traitement fiscal de la cession de créance litigieuse de 2005 de l'issue du contentieux précompte proprement dit. Aucune décision n'a été rendue en 2024.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, l'ensemble des procédures auxquelles ENGIE était partie est achevé, ce qui permet de circonscrire les conséquences financières de la cession Dailly de 2005 précitée.

23.5.2 Pologne – Procédure concurrence

Le 7 novembre 2019, une amende de 172 millions de zlotys polonais (40 millions d'euros) a été infligée à ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG ("EEMHS") pour ne pas avoir répondu à une demande de communication de documents de l'Autorité de la concurrence polonaise ("UOKiK") dans le cadre d'une procédure ouverte par le UOKiK qui suspecte un potentiel défaut de notification de la part d'EEMHS et d'autres investisseurs financiers impliqués dans le financement du gazoduc Nord Stream 2 (procédure principale). EEMHS a interjeté appel devant la Cour de protection de la concurrence. Le 7 novembre 2023, la Cour a réduit la sanction à environ 100 000 euros. Le UOKiK a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Varsovie (second degré). La procédure est pendante.

Dans le cadre de la procédure principale, le 6 octobre 2020, le UOKiK a prononcé une amende de 55,5 millions de zlotys polonais (approximativement 12,3 millions d'euros) à l'encontre de EEMHS. Le UOKIK a également ordonné de mettre fin aux accords de financement du projet Nord Stream 2. Le 5 novembre 2020, EEMHS a fait appel de cette décision devant la Cour de protection de la concurrence ("Cour"). La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK. Le 21 novembre 2022, la Cour a annulé dans son intégralité la décision du UOKiK. Le UOKiK a interjeté appel de cette décision. La Cour d'appel de Varsovie (second degré) a confirmé le 16 octobre 2023 la décision de première instance qui avait annulé dans son intégralité la décision du UOKIK. Le UOKiK n'a pas déposé de pourvoi en cassation. La procédure est définitivement close.

23.5.3 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. À la suite du rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Le 26 octobre 2020, le jugement a été confirmé par la Cour d'appel d'Arnhem. ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que la Cour a commis des erreurs de droit et a mal motivé sa décision tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen et, partant, a introduit un pourvoi en cassation. En juillet 2022, la Cour de cassation a décidé de saisir la Cour de justice de l'Union européenne de questions préjudicielles afin que cette dernière juge de la compatibilité de la législation néerlandaise en matière d'intérêts avec trois des libertés fondamentales européennes. En octobre 2024, la Cour de justice de l'Union européenne a conclu que la législation néerlandaise était compatible avec les traités et la jurisprudence européenne. L'affaire a été renvoyée devant la Cour de cassation néerlandaise qui devrait rendre un arrêt courant 2025.

23.6 GEMS

23.6.1 GPE

ENGIE a initié au début du quatrième trimestre 2022 un arbitrage contre Gazprom export LLC visant entre autres (i) à faire reconnaître l'inexécution par Gazprom export LLC de ses obligations de livraison de gaz vis-à-vis d'ENGIE au terme de contrats de livraison de gaz long terme et (ii) à obtenir de Gazprom export LLC le paiement de pénalités contractuelles ainsi que la réparation des dommages résultant de cette inexécution.

Cet arbitrage résulte de la situation de sous-livraison significative créée par Gazprom export LLC à compter de mi-juin 2022 vis-à-vis d'ENGIE suivie, à la fin de l'été 2022, de la décision unilatérale de Gazprom export LLC de réduire ses livraisons à ENGIE en raison d'un désaccord entre les parties sur l'application des contrats.

NOTE 24 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

24.1 Changement de l'organisation du Groupe à compter du 1er février 2025

Le Groupe a fait évoluer, en 2025, le périmètre de ses *Global Business Units* (GBU) :

- la GBU *Renewable* & *Flex Power* regroupe les énergies renouvelables, les actifs de stockage d'électricité (notamment les batteries) et les actifs thermiques ;
- la GBU *Networks* continue à croître dans les réseaux électriques et à adapter les infrastructures gazières aux molécules décarbonées, tout en favorisant leur développement (biométhane, hydrogène et e-molécules) ;
- la GBU *Local Energy Infrastructures* développe et exploite des systèmes énergétiques décentralisés, tout en reforçant sa sélectivité et sa concentration géographique ;
- la GBU *Supply & Energy Management* regroupe les activités de gestion de l'énergie auparavant abritées par l'entité opérationnelle GEMS ainsi que les activités de fourniture d'énergie *BtoB* et *BtoC* (*Retail*).

L'entité opérationnelle Nucléaire reste dédiée à la gestion opérationnelle des unités de production nucléaires en Belgique ainsi que des droits détenus dans des centrales françaises.

Ce changement d'organisation du Groupe, qui est effective au 1er février 2025, emporte des conséquences sur l'identification des secteurs opérationnels et reportables tels que définis dans la norme IFRS 8, dès l'exercice comptable 2025, sans incidence sur leur présentation au 31 décembre 2024.

24.2 Accord avec l'État belge portant sur la prolongation de 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025.

24.3 Cession d'actifs thermiques et de dessalement d'eau de mer au Koweït et à Bahreïn

Le 18 février 2025, ENGIE a signé un accord de vente avec ACWA Power pour la cession de ses actifs au Koweït et au Bahreïn pour un montant total de 0,7 milliard de dollars. La transaction porte sur des capacités de production d'électricité à partir de gaz de 4,61 GW et des installations de dessalement d'eau de mer de 1,11 million de mètres cubes par jour (m3/jour), ainsi que sur les sociétés d'exploitation et de maintenance correspondantes au Koweït et à Bahreïn. La finalisation de la transaction reste soumise aux approbations réglementaires applicables.

NOTE 25 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du Groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	Total
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**5,6**	**7,8**	**13,4**	**6,7**	**10,8**	**17,6**	**31,0**
• **ENGIE SA**	2,9	-	2,9	3,8	-	3,8	6,7
• **Entités contrôlées**	2,8	7,8	10,5	2,9	10,8	13,8	24,3
Certification des informations en matière de durabilité	**0,5**	**-**	**0,5**	**0,5**	**-**	**0,5**	**1,0**
• **ENGIE SA**	0,5	-	0,5	0,5	-	0,5	1,0
• **Entités contrôlées**	-	-	-	-	-	-	-
Missions et prestations autres que la certification des comptes et des informations en matière de durabilité	**0,4**	**0,3**	**0,7**	**1,6**	**3,1**	**4,7**	**5,5**
• **ENGIE SA**	0,3	-	0,3	1,2	-	1,2	1,5
dont missions requises par des textes légaux et réglementaires	-	-	-	*0,5*		*0,5*	*0,5*
dont autres missions d'audit	*0,3*	-	*0,3*	*0,7*	-	*0,7*	*1,0*
dont prestations de revue de contrôle interne	-	-	-	-	-	-	-
dont prestations de due diligence	-	-	-	-	-	-	-
dont prestations fiscales	-	-	-	-	-	-	-
• **Entités contrôlées**	0,1	0,3	0,4	0,5	3,1	3,5	4,0
dont missions requises par des textes légaux et réglementaires	-	*0,1*	*0,1*	*0,3*	*0,2*	*0,5*	*0,6*
dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,1*	*0,2*	*0,1*	*0,4*	*0,5*	*0,7*
dont prestations de revue de contrôle interne	-	-	-	-	-	-	-
dont prestations de due diligence	-	-	-	-	*2,2*	*2,2*	*2,2*
dont prestations fiscales	-	*0,1*	*0,1*	-	*0,3*	-	*0,4*
TOTAL	**6,5**	**8,1**	**14,6**	**8,9**	**13,9**	**22,8**	**37,5**

NOTE 26 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES

Certaines entités ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit notamment de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

6.3 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

À l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2024, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2024 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 821-53 et R. 821-180 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles

(notes 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement », 9.1 « Pertes de valeur », 13.1 « Goodwill » et 13.4 « Tests de perte de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles » de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit	Notre réponse
Au 31 décembre 2024, la valeur nette des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à € 85,6 milliards (après comptabilisation d'une perte de valeur nette de € 0,7 milliard en 2024), soit 45,2 % du total bilan, et se répartit comme suit : • *Goodwill* : € 13,3 milliards ; • Immobilisations incorporelles : € 8,0 milliards ; • Immobilisations corporelles : € 64,4 milliards. Afin de s'assurer que les actifs sont comptabilisés pour une valeur qui n'excède pas leur valeur recouvrable, votre groupe procède à des tests de perte de valeur, conformément aux dispositions de la norme IAS 36 « Dépréciations d'actifs ». S'agissant des *goodwill*, ces tests sont réalisés annuellement au	Nous avons : • examiné la définition des UGT ainsi que l'allocation des goodwill aux secteurs opérationnels ; • apprécié les dispositifs de votre groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ou de reprise de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la direction ; • examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et contrôlé les calculs effectués par votre groupe avec le support de nos spécialistes en évaluation.

Point clé de l'audit	Notre réponse

niveau le plus fin auquel les *goodwill* sont suivis pour les besoins de gestion interne et, s'agissant des actifs, au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) telles que définies par votre groupe lorsqu'il existe un indice de perte de valeur. Ainsi, au 31 décembre 2024, les *goodwill* se répartissent comme suit entre les différents secteurs opérationnels :

- Infrastructures : € 5,3 milliards ;
- Renouvelables : € 2,3 milliards ;
- *Retail* : € 1,8 milliard ;
- *Energy Solutions* : € 1,1 milliard ;
- *FlexGen* : € 1,5 milliard ;
- Nucléaire : € 0,8 milliard ;
- Autres : € 0,5 milliard.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels votre groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :

- des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2025 et du plan d'affaires à moyen terme 2026-2027 approuvés par le comité exécutif et par votre conseil d'administration ;
- au-delà de cette période : d'une extrapolation des flux de trésorerie établie à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, taux de change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence, revue et validée par le comité exécutif et établie par votre groupe pour la période 2028-2050 sur la base de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats peuvent être considérés comme intermédiaires entre les scénarios STEPS (*Stated Energy Policies Scenario*) et APS (*Announced Pledges Scenario*) de l'*International Energy Agency* ou proches de celui de l'ADEME (« technologie verte ») pour ce qui concerne la France. Les hypothèses considérées en matière de climat et de mix énergétique incluent notamment :
  - des projections à long terme des prix du CO_2 en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55 % à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050, fixés par la Commission européenne dans le « Pacte vert pour l'Europe » présenté en décembre 2019 et en juillet 2021 ;
  - une trajectoire de prix à moyen et long termes de l'électricité reprise dans le rapport produit par votre groupe dans le cadre de l'initiative *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures* (TCFD), qui privilégie un mix équilibré intégrant le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique.

Ainsi, les engagements pris spécifiquement par votre groupe au regard des enjeux climatiques, tels qu'exposés en note 1.3.3, en particulier la sortie complète des activités charbon d'ici 2027 en fonction des perspectives propres à chaque actif, sont reflétés dans les valeurs d'utilité. Celles-ci reposent également sur des hypothèses clés, présentées dans la note 13.4 de l'annexe aux comptes consolidés, relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre régulatoire, dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur les valeurs d'utilité considérées.

En ce qui concerne les *goodwill*, pour lesquels nous considérons que le risque de perte de valeur est le plus important, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses structurantes suivantes :

- s'agissant de l'activité Nucléaire, votre groupe a considéré en particulier :

Pour chacune des UGT pouvant présenter un risque spécifique de perte de valeur, nos travaux sur les valeurs d'utilité ont principalement porté sur :

- les hypothèses du scénario de référence à long terme de votre groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, inflation) dont nous avons apprécié la cohérence avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie, notamment en matière climatique et de mix énergétique ;
- les hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie dont nous avons apprécié la cohérence au regard, notamment, des conditions d'exploitation des actifs et de leur performance intrinsèque ainsi que des règlementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;
- les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels pour lesquels nous avons apprécié :
  - la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence de votre groupe ;
  - la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;
- les taux d'actualisation dont nous avons examiné les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en faisant appel à des spécialistes internes en évaluation ;
- la pertinence des analyses de sensibilité de la direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires.

S'agissant des actifs pour lesquels une intention de cession est privilégiée par votre groupe, nous avons estimé le caractère hautement probable de cette dernière, les éléments considérés pour évaluer la valeur recouvrable ainsi que les modalités de classification conformément aux dispositions de la norme *IFRS 5* « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités non poursuivies ».

Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 9.1 et 13.4 de l'annexe aux comptes consolidés, en particulier les éléments se rapportant aux analyses de sensibilité réalisées par votre groupe.

- l'extension de 10 ans au-delà de 2025 de l'exploitation des seules unités de Doel 4 et Tihange 3 au sein d'une structure juridique dédiée, détenue à parité par l'Etat belge et votre groupe, selon un modèle économique basé notamment sur un mécanisme de contrat pour différence garantissant la valeur des investissements de prolongation avec un intéressement limité de l'opérateur industriel à une bonne performance technique et économique des installations ;
- l'exploitation jusqu'en 2025 des autres unités nucléaires belges et l'utilisation sur la base de la durée résiduelle des contrats et avec une hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage sur les centrales nucléaires en France, en retenant dans les projections de flux de trésorerie des hypothèses clés, telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés ainsi que l'évolution du cadre régulatoire ;

- s'agissant des activités d'infrastructures gazières en France, votre groupe a considéré :
  - à l'horizon 2050, le maintien de son réseau d'infrastructures gazières ou sa conversion pour permettre l'acheminement des gaz verts (biométhane, hydrogène…) qui remplaceront progressivement le gaz naturel, en raison du rôle indispensable du gaz qui représente une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergies renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables ;
  - le projet de Programmation Pluriannuelle (PPE3) mis en consultation fin 2024, qui introduit des mesures de réduction de consommation de gaz et notamment un objectif important de remplacement des chaudières à gaz par une autre solution énergétique, notamment électrique. Votre groupe considère cet objectif comme irréaliste pour des raisons de soutenabilité économique pour les ménages ou du fait de contraintes techniques qui ne permettent pas l'installation de solutions électriques efficaces ou le raccordement à un réseau de chaleur dans près de la moitié des logements. Dès lors, votre groupe considère que ce projet de PPE3 ne remet pas en cause le scénario de mix énergétique à l'horizon 2050 ;
  - des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la base des actifs régulés (BAR) pour la valorisation de ses activités en France.

Enfin, la valeur recouvrable des actifs non stratégiques pour lesquels une intention de cession est privilégiée par votre groupe est, quant à elle, déterminée sur la base de leur valeur de marché diminuée des coûts de cession.

Nous avons considéré l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles comme un point clé de l'audit en raison :

- du poids relatif de ces éléments dans les comptes de votre groupe ;
- du jugement et des estimations de la direction et de la sensibilité des évaluations aux hypothèses notamment sectorielles et régulatoires ;
- de transactions significatives dans le cadre du recentrage géographique ou des activités du Groupe.

Évaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour ledémantèlement des sites de production nucléaire en Belgique

(notes 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement », 17 « Provisions » et 17.2 « Obligations relatives aux installations de production nucléaire » de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit

En tant qu'exploitant nucléaire, votre groupe assume des obligations relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires exploitées en Belgique. La loi belge du 11 avril 2003, partiellement abrogée et modifiée par la loi du 12 juillet 2022, attribue à la société Synatom, détenue par votre groupe, la gestion des provisions nucléaires et à la Commission des provisions nucléaires (CPN), le contrôle du processus de constitution de ces provisions, qui fait l'objet d'un audit tous les trois ans. La prochaine revue triennale aura lieu en 2025.

Au 31 décembre 2024, les provisions nucléaires, qui s'élèvent à € 24,5 milliards (€ 23,9 milliards au 31 décembre 2023), sont estimées conformément au cadre légal et contractuel, sur la base de l'accord signé entre votre groupe et le gouvernement belge le 13 décembre 2023, dont la loi de mise en œuvre a été adoptée le 26 avril 2024. Cet accord prévoit :

- d'une part, de prolonger de 10 ans les réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3 en faisant supporter à l'Etat belge les coûts de dyssynergie induits, confirmés par la CPN dans son avis du 24 juin 2024 et comptabilisés en complément de la provision pour démantèlement à hauteur de € 0,2 milliard en contrepartie d'une créance vis-à-vis de l'Etat belge ;
- d'autre part, le transfert à l'Etat belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible usé, dans la limite d'un crédit volumétrique couvrant la totalité des déchets nucléaires produits par les centrales belges durant leur durée de vie légale depuis leur mise en service jusqu'à leur démantèlement, en contrepartie du paiement libératoire d'un montant forfaitaire de $€_{2022}$ 15 milliards, comprenant € 5,1 milliards de complément aux passifs précédemment constitués.

La Commission européenne a approuvé cet accord, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, le 21 février 2025 et sa réalisation (closing) est prévue après finalisation de diverses étapes procédurales. Votre groupe règlera le montant forfaitaire libératoire de $€_{2022}$ 15 milliards (incluant la quote-part des partenaires de la société Electrabel dans certaines centrales) en deux termes, soit un premier paiement de $€_{2022}$ 11,5 milliards au moment du closing, pour les déchets de catégories B et C, puis un second paiement de $€_{2022}$ 3,5 milliards lors du redémarrage des unités prolongées prévu fin 2025, pour les déchets de catégorie A. Ces montants sont indexés à 3 % entre le 1er janvier 2023 et la date de paiement.

Après réalisation de ces paiements, votre groupe conservera essentiellement la responsabilité (i) de l'entreposage sur site des éléments combustibles jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'en 2050, ainsi que leur mise en conformité avec les critères contractuels de transfert des déchets à l'ONDRAF, (ii) ainsi que de la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des centrales nucléaires, en ce compris le conditionnement des déchets de catégories A et B provenant de ces opérations conformément aux critères contractuels de transfert. Les passifs correspondants tels que repris dans la loi de mise en œuvre de l'accord s'élèvent respectivement à $€_{2022}$ 1,7 milliard et $€_{2022}$ 6,7 milliards.

Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison du caractère significatif de leur montant respectif et de leur sensibilité aux hypothèses macroéconomiques (taux d'inflation et d'actualisation), ainsi qu'à l'évolution des coûts futurs d'entreposage et de conditionnement des déchets nucléaires et des coûts de mise à l'arrêt définitif des unités et de leur démantèlement.

Notre réponse

A l'occasion de la signature de l'accord avec le gouvernement belge en décembre 2023, nous avons apprécié l'incidence sur les provisions nucléaires de l'extension de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3 et du transfert des obligations relatives aux coûts de gestion du combustible usé et des déchets nucléaires en contrepartie d'un paiement libératoire forfaitaire de $€_{2022}$ 15 milliards.

En 2024, nos diligences ont principalement consisté à examiner :

- les bases sur lesquelles les provisions ont été évaluées au 31 décembre 2024, en ce compris les accords entre votre groupe et le gouvernement belge, la loi de mise en œuvre de l'accord du 26 avril 2024, ainsi que la décision de la CPN du 24 juin 2024 ;
- la distinction entre, d'une part, les obligations transférées à l'Etat belge en application de l'accord signé avec le gouvernement en contrepartie d'un paiement libératoire forfaitaire et, d'autre part, les obligations conservées par votre groupe, notamment au titre de l'entreposage sur site du combustible usé, de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement des centrales nucléaires ainsi que du conditionnement et de la mise en conformité du combustible usé et des déchets aux critères contractuels de transfert à l'ONDRAF, telles que reprises dans la loi de mise en œuvre de l'accord ;
- l'indexation des montants provisionnés au titre du paiement libératoire forfaitaire de $€_{2022}$ 15 milliards, conformément aux dispositions de l'accord avec le gouvernement belge ;
- le caractère recouvrable des créances détenues sur les partenaires de la société Electrabel dans certaines centrales au titre de leur quote-part dans le montant forfaitaire libératoire de $€_{2022}$ 15 milliards.

Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 17 et 17.2 de l'annexe aux comptes consolidés, y compris au titre des événements survenus postérieurement à la clôture, ainsi que la sensibilité des provisions relatives aux obligations conservées par votre groupe à la variation des hypothèses clés sous-tendant leur évaluation.

Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (« énergie en compteur »)

(notes 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement », 7.1 « Chiffre d'affaires » et 7.2.1 « Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats » de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre groupe procède à des estimations et fait usage de jugements pour la comptabilisation des ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites « énergie en compteur ») . L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de la clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre groupe est amené à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2024, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à € 5,0 milliards pour la France et la Belgique. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par votre groupe. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie, lequel tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. Compte tenu des montants en jeu, de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens de l'énergie, et des jugements exercés, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé comme un point clé de l'audit.	Les diligences mises en œuvre concernant l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé, en France et en Belgique notamment, ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit ; • comparer les informations sur les volumes livrés déterminées par votre groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôler que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analyser la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécier la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécier l'antériorité du stock d'énergie en compteur en date de clôture. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 7.1 et 7.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion du conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du directeur général. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2024, nos cabinets étaient dans la dix-septième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 821-55 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 821-27 à L. 821-34 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 7 mars 2025

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Laurence Dubois	Nadia Laadouli	Sarah Kokot	Guillaume Rouger

6.4 COMPTES SOCIAUX AU 31 DÉCEMBRE 2024

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

ACTIF

			31 déc. 2024			31 déc. 2023
En millions d'euros		Notes	Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
ACTIF IMMOBILISÉ						
Immobilisations incorporelles		3	2 289	1 594	696	630
Immobilisations corporelles		3	976	649	327	346
Immobilisations financières		4				
Titres de participation			76 873	8 927	67 946	63 897
Autres immobilisations financières			579	10	569	74
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	I		**80 717**	**11 179**	**69 538**	**64 946**
ACTIF CIRCULANT						
Stocks et en-cours		5				
Gaz			1 126	-	1 126	1 959
Certificats d'Économie d'Énergie			157	-	157	312
Autres stocks et en-cours			814	10	804	721
Avances et acomptes versés sur commandes			75	-	75	43
Créances d'exploitation		6				
Créances clients et comptes rattachés			7 712	1 182	6 530	9 169
Autres créances			1 029	-	1 029	1 226
Créances diverses						
Comptes courants des filiales			7 209	-	7 209	7 828
Autres créances			5 628	4	5 625	8 221
Valeurs mobilières de placement		7	4 611	-	4 611	4 751
Disponibilités			1 674	-	1 674	1 425
TOTAL ACTIF CIRCULANT	II		**30 035**	**1 196**	**28 840**	**35 654**
Comptes de régularisation	III	8	4 317	-	4 317	6 073
Écarts de conversion – actif	IV	8	422	-	422	270
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À IV)**		**115 491**	**12 375**	**103 116**	**106 944**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

PASSIF

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
FONDS PROPRES				
CAPITAUX PROPRES		9		
Capital social			2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion			21 025	23 916
Écarts de réévaluation			38	38
Réserve légale			244	244
Autres réserves			-	22
Report à nouveau			(4)	100
Résultat net de l'exercice			4 460	500
Acompte sur dividende			-	-
Provisions réglementées et subventions d'investissement		10.2	1 174	1 122
Total capitaux propres	**I**		**29 371**	**28 375**
Autres fonds propres	**II**		**1**	**1**
Total fonds propres	**I + II**		**29 372**	**28 376**
Provisions pour risques et charges	**III**	**10.1**	**3 497**	**3 520**
Dettes		**11**		
Dettes financières		**11**		
Emprunts			41 582	37 499
Dettes rattachées à des participations			4 505	4 000
Comptes courants des filiales			2 562	4 946
Autres			692	639
Total dettes financières	**IV**		**49 341**	**47 084**
Passif circulant				
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			67	73
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			9 370	10 625
Dettes fiscales et sociales			2 352	2 198
Autres dettes			4 542	7 367
Total passif circulant	**V**		**16 331**	**20 264**
Total dettes	**IV+V**		**65 673**	**67 348**
Comptes de régularisation	**VI**	**12**	**4 317**	**7 260**
Écarts de conversion – passif	**VII**	**12**	**258**	**440**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À VI)**		**103 116**	**106 944**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Ventes d'énergie		35 708	49 653
Autre production vendue		5 097	4 496
Chiffre d'affaires	**13.1**	**40 805**	**54 149**
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		11	11
Production		**40 817**	**54 161**
Achats d'énergie et variation des stocks		(32 678)	(47 967)
Autres achats et charges externes		(7 616)	(7 375)
Valeur ajoutée		**522**	**(1 181)**
Subventions reçues		1 128	1 908
Impôts et taxes		(316)	(386)
Charges de personnel	13.2	(565)	(531)
Excédent brut d'exploitation		**769**	**(190)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(472)	(146)
Dotations nettes aux provisions	13.3	527	(346)
Transfert de charges		21	22
Autres charges		(78)	(327)
Résultat d'exploitation		**766**	**(987)**
Résultat financier	**14**	**654**	**662**
Résultat courant		**1 421**	**(325)**
Résultat exceptionnel	**15**	**2 627**	**578**
Impôt sur les sociétés	**16.2**	**412**	**247**
RÉSULTAT NET		**4 460**	**500**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2024	31 déc. 2023
Capacité d'autofinancement de l'exercice	**1**	**1 888**	**507**
Variation des stocks		(905)	(1 902)
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		(2 638)	(7 534)
Variation des dettes fournisseurs		1 255	8 918
Variation des autres postes		1 386	3 276
Variation du besoin en fonds de roulement	**2**	**(902)**	**2 757**
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	**(1-2) = I**	**2 790**	**(2 250)**
Immobilisations incorporelles et corporelles		306	293
Immobilisations financières		2 061	3 400
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	**1**	**2 367**	**3 693**
Contributions de tiers		-	-
Produits des cessions d'éléments d'actif		657	509
Réduction des immobilisations financières		-	73
Ressources	**2**	**657**	**582**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	**(1-2) = II**	**1 710**	**3 111**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	**(I-II) = III**	**1 080**	**(5 361)**
Augmentation et diminution de capital	**1**	**-**	**-**
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	**2**	**(3 504)**	**(3 427)**
Emprunts obligataires		6 277	8 622
Emprunts Groupe		5 500	-
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		-	151
Appel au marché financier	**3**	**11 777**	**8 774**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(7 465)	(4 139)
Remboursements	**4**	**(7 465)**	**(4 139)**
FINANCEMENT	**(1+2+3+4) = IV**	**808**	**1 207**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	**(III+IV) = V**	**1 888**	**(4 154)**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

NOTE 1	Règles et méthodes comptables	455
NOTE 2	Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices	461
NOTE 3	Immobilisations incorporelles et corporelles	461
NOTE 4	Immobilisations financières	464
NOTE 5	Stocks et en-cours	467
NOTE 6	Créances	469
NOTE 7	Valeurs mobilières de placement	469
NOTE 8	Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif	470
NOTE 9	Capitaux propres	470
NOTE 10	Provisions	472
NOTE 11	Dettes financières	474
NOTE 12	Comptes de régularisation et écarts de conversion Passif	478
NOTE 13	Résultat d'exploitation	478
NOTE 14	Résultat financier	480
NOTE 15	Résultat exceptionnel	480
NOTE 16	Situation fiscale	481
NOTE 17	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	482
NOTE 18	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	490
NOTE 19	Litiges	495
NOTE 20	Éléments relatifs aux parties liées	495
NOTE 21	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	496
NOTE 22	Événements postérieurs à la clôture	497

NOTE 1 RÈGLES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les comptes annuels de l'exercice 2024 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan comptable général (PCG), issu des règlements ANC n° 2014-03 mis à jour de l'ensemble du règlement l'ayant modifié par la suite, ainsi que les recommandations publiées par l'ANC.

Les opérations financières relatives aux participations, aux titres et aux créances rattachées à des participations, notamment les dotations ou reprises de dépréciation, sont inscrites en résultat exceptionnel et non en résultat financier. ENGIE SA considère, en application de l'article 121-3 du PCG, que cette classification dérogatoire donne une image plus fidèle du compte de résultat car elle permet de regrouper avec les plus ou moins-values de cession, dans les éléments exceptionnels, tous les éléments de résultat afférents aux participations.

Utilisation d'estimations et du jugement

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu également de la guerre en Ukraine, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement a également été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et de l'électricité.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, ENGIE SA révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par ENGIE SA pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- **l'évaluation des titres de participation** (voir Note 4)

  Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des titres de participation. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre régulatoire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à comptabiliser des pertes de valeur ou à modifier celles déjà comptabilisées ;

- **la valorisation des instruments financiers** (voir Note 17)

  Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

  Les instruments financiers dérivés utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

  Les variations de valeur de ces instruments ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, laquelle est évaluée sur la base d'ensembles homogènes ayant un sous-jacent équivalent, que ces instruments soient négociés de gré à gré ou sur un marché organisé.

  Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

  En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

  ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

  Les primes d'option sont étalées en résultat sur la durée de la couverture. Le déport/report des opérations de change à terme est comptabilisé en résultat dans la valeur d'entrée de l'élément couvert ;

- **l'énergie en compteur** (voir Note 6)

  Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés et non facturés, sont déterminées sur la base de modèles mathématiques intégrant la consommation estimée des clients et une estimation des prix de vente. Le montant ainsi déterminé de l'énergie en compteur à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix retenues (voir paragraphe Créances d'exploitation ci-après) ;

- **l'évaluation des provisions pour risques et charges** (voir Note 10)

  L'évaluation des provisions pour risques et charges repose sur des hypothèses dont la modification pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;

- **l'évaluation des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel hors bilan** (voir Note 18)

  L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Toute modification dans les hypothèses retenues par ENGIE SA pourrait avoir un impact significatif sur l'évaluation des engagements.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel les valeurs d'achat ou de production des logiciels, amortis sur leur durée d'utilité.

La durée d'utilité des logiciels retenue pour le calcul de l'amortissement est généralement comprise entre cinq et sept ans.

Les autres frais de développement sont immobilisés s'ils satisfont à des conditions précises, notamment la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Concernant le traitement comptable des redevances d'utilisation de logiciels en mode SAAS – *software as a service*, elles sont immobilisées lorsqu'elles contribuent à la réalisation de développements immobilisables. Leur amortissement est calculé sur leur durée d'utilité. Dans les autres cas, elles sont constatées au compte de résultat au rythme des prestations rendues.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date.

L'essentiel des immobilisations corporelles est amorti selon le mode linéaire.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- constructions : de 20 à 60 ans ;
- autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif sont comptabilisés en charges et étalés sur la période de financement.

Composants

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont chacun des durées d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Immobilisations financières

Titres de participation

Ils représentent des investissements durables qui permettent d'assurer le contrôle de la société émettrice, d'y exercer une influence notable, ou d'établir avec la société émettrice des relations d'affaires.

Les nouveaux titres acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

En ce qui concerne les titres pour lesquels ENGIE SA s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, à la valeur de rendement laquelle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (selon les méthodes DCF – *discounted cash flow* – ou DDM – *dividend discount model*) et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

En ce qui concerne les titres pour lesquels une décision de cession a été prise, la valeur comptable des titres concernés est ramenée à leur valeur de cession estimée, si celle-ci est inférieure. Dans le cas de négociations en cours, la valeur comptable des titres concernés est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

Le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence les titres de participation.

Chaque quote-part du mali affectée à un actif sous-jacent subit une dépréciation lorsque la valeur actuelle de cet actif devient inférieure à sa valeur nette comptable, majorée de la quote-part de mali qui lui est affectée. La dépréciation est imputée en priorité sur la quote-part du mali technique.

La cession des actifs sous-jacents entraîne la reprise par le compte de résultat de la quote-part du mali attachée aux actifs cédés.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts octroyés à des entreprises dans lesquelles ENGIE SA détient une participation.

Les créances rattachées sont comptabilisées à leur valeur nominale. En lien avec l'évaluation des titres de participation, une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur d'utilité de ces créances devient inférieure à leur valeur nominale.

Des provisions pour risques peuvent être constituées si la Société estime son engagement supérieur aux actifs détenus.

Autres immobilisations financières

Les titres autres que les participations, qu'ENGIE SA a l'intention de conserver durablement, mais qui ne correspondent pas aux critères définis pour les titres de participation, figurent essentiellement dans ce compte.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

ENGIE SA a signé un contrat de liquidité avec un prestataire de service d'investissement, lui déléguant un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, dans le but d'assurer la liquidité et d'animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles.

Les sommes versées à ce prestataire sont inscrites en "autres titres immobilisés". Les actions sont dépréciées lorsque le cours moyen du mois de clôture est inférieur à leur valeur comptable.

Stocks

Gaz naturel

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat intégrant le coût de transport à l'étranger et en France jusqu'en entrée des stockages, y compris le coût de regazéification du gaz naturel liquéfié, toutes origines confondues. Les sorties sont valorisées mensuellement selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

ENGIE SA applique les dispositions du PCG relative au traitement comptable des CEE relevant du modèle "économie d'énergie". Les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie laquelle est éteinte par l'achat des certificats, l'obtention des certificats du fait de la réalisation de travaux donnant lieu à des économies d'énergie, ou encore le versement au Trésor Public de pénalités prévues à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie.

Les certificats d'économie d'énergie sont comptabilisés comme suit :

- entrées en stocks : les certificats sont enregistrés à leur coût d'acquisition, ou de production s'agissant des certificats obtenus de l'État français en contrepartie de la réalisation de dépenses d'économie d'énergie ;
- sorties de stocks : les sorties de certificats sont évaluées selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré, sont réalisées au fur et à mesure des ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie ou le cas échéant, lors de cessions (les résultats de cessions relevant du résultat d'exploitation).

À la clôture, les comptes présentent une position nette :

- un actif (stocks) est comptabilisé si les obligations d'économies d'énergie sont inférieures à la réalisation d'économie d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économie d'énergie. Il sera consommé ultérieurement par la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie, ou par des cessions ;
- un passif est comptabilisé si les obligations d'économie d'énergie sont supérieures à la réalisation d'économie d'énergie et représente le coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il sera éteint ultérieurement par l'achat de certificats ou par la réalisation de dépenses d'économie d'énergie permettant l'obtention de certificats.

Mécanisme de rémunération de capacités (CRM)

Le mécanisme de capacité introduit par la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) du 7 décembre 2010 est effectif depuis le 1er janvier 2017 (articles L. 335-1 et suivants et R. 335-1 et suivants du Code de l'énergie). Il vise à garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, en assurant sur le long terme l'équilibre entre production et consommation.

Pour chaque année civile :

- les fournisseurs d'électricité sont obligés de détenir des garanties de capacité à hauteur de la consommation à la pointe de leur portefeuille de clients ;
- les exploitants de capacité de production et d'effacement s'engagent sur un certain niveau de disponibilité lors des pointes hivernales et perçoivent en contrepartie des garanties de capacité ;
- les transactions relatives aux garanties de capacité s'exercent sur le marché des garanties de capacité géré par Epex Spot (enchères) ou dans le cadre de contrats de gré à gré.

Conformément à la délibération de la commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 février 2019, le prix de référence des écarts en capacité (PREC) correspond, depuis l'année de livraison 2020, au prix de la dernière enchère intervenue pour une année de livraison donnée avant qu'elle ne débute.

EPEX SPOT a organisé des enchères d'échanges de garanties de capacité pour les années de livraison 2025 et 2026 le 24 octobre 2024. Lors de cette enchère, les garanties de capacité se sont échangées au prix de 6 192 euros/MW pour l'année 2025 et au prix de 3 540 euros/MW pour l'année 2026.

La dernière enchère d'échanges de garanties de capacité pour l'année de livraison 2025, organisée par Epex Spot, est intervenue le 5 décembre 2024. Les garanties de capacité se sont échangées au prix de 0 euro/MW pour l'année 2025 et au prix de 2 522 euros/MW pour l'année 2026. Le prix de référence des écarts en capacité (PREC) de l'année 2025 est donc de 0 euro/MW. Ces baisses s'expliquent par une diminution des pics de demande d'électricité ces dernières années, accentuée par des hivers moins rigoureux. Par ailleurs, la France a considérablement augmenté ses capacités de productions d'énergie renouvelable.

ENGIE SA commercialise auprès d'une partie de sa clientèle des offres d'effacement indissociables de l'offre de fournitures d'électricité et est par ailleurs un obligé en tant que fournisseur d'électricité.

En l'absence de règlement spécifique de l'ANC, ENGIE SA applique aux garanties de capacité les dispositions du PCG relatives aux stocks d'exploitation de certificats d'économie d'énergie – modèle "économie d'énergie" :

- les entrées en stock sont valorisées selon les coûts exposés au titre de la période considérée pour l'acquisition ou l'obtention de garanties, conduisant à la détermination d'un coût moyen unitaire pondéré (CMUP) du stock ;
- au moment de leur restitution, les sorties de stock de garanties sont valorisées au coût moyen pondéré.

Créances d'exploitation

Les comptes clients regroupent toutes les créances liées à la vente des biens et les créances rattachées au cycle d'exploitation.

Énergie livrée non facturée

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non. Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés, et non facturés dits "énergie en compteur" sont déterminées sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par le Groupe. Elles sont valorisées au prix moyen de l'énergie livrée ou compteur par compteur au prix applicable des contrats souscrits par les clients. Lorsqu'un prix moyen est utilisé, il tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. L'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

Les clients, principalement la clientèle domestique, peuvent, par ailleurs, opter pour la mensualisation de leur règlement. Dans ce cas, une avance mensuelle est encaissée par l'entreprise, et une facture est émise à la date anniversaire du contrat donnant lieu, à cette date, au règlement (ou remboursement) de la différence entre le montant facturé et les avances déjà perçues.

Les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, sont diminuées des montants correspondants déjà encaissés par l'entreprise au titre des avances des clients mensualisés.

Dépréciation des créances clients

Le risque d'impayés est apprécié individuellement pour les clients les plus importants.

Les créances des autres clients font l'objet d'une dépréciation forfaitaire progressive en prenant en compte l'ancienneté des créances.

Le risque potentiel de non-recouvrement des créances relatives à l'énergie livrée et non facturée est également pris en compte.

Dispositif du bouclier tarifaire

Bouclier tarifaire gaz

La crise exceptionnelle des prix de gros du gaz naturel avait conduit le Gouvernement français à mettre en place, à compter de 2022, un ensemble de mesures d'urgence pour limiter la hausse des factures de gaz des consommateurs : des boucliers tarifaires individuels pour les ménages disposant d'un contrat direct de fourniture, et des boucliers collectifs pour limiter l'augmentation des charges de chauffage collectif au gaz naturel (parc social et privé).

Compte tenu de la baisse des prix sur les marchés de gros, le bouclier individuel gaz s'est terminé le 1er juillet 2023. Quant au bouclier collectif gaz, le dispositif a été reconduit en 2024 sur les clients collectifs dont le contrat a été conclu avant le 30 juin 2023.

Bouclier tarifaire électricité

La crise exceptionnelle des prix de gros de l'électricité avait conduit le Gouvernement français à mettre en place, à compter de 2022, un ensemble de mesures d'urgence pour limiter la hausse des factures d'électricité des consommateurs avec notamment une baisse de la TICFE et un blocage des évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVe).

Suite à la baisse conséquente des prix de l'électricité sur le marché de gros, depuis le 1er février 2024, le ministre de l'Économie a annoncé une remontée progressive des tarifs de l'électricité pour les ménages et les professionnels, le bouclier tarifaire étant supprimé dès février 2025. Cette augmentation se traduit par une réévaluation de la TICFE (la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) pour les tarifs normaux, laquelle s'établit, du 1er février 2024 au 31 janvier 2025, à 20,50 euros/MWh pour les entreprises et 21 euros/MWh pour les ménages et assimilés. Les tarifs réduits restent quant à eux à leurs seuils minimums prévus par la directive européenne de 2023, à savoir 0,5 euro/MWh pour les entreprises. Au 1er février 2024, le prix de l'électricité a augmenté de 8,6% pour les tarifs normaux, et de 9,8% pour les tarifs heures creuses/heures pleines, l'augmentation ayant été plafonnée à 10% par la loi de finances 2024.

D'autres mesures sont maintenues en 2024 :

- le dispositif "sur-amortisseur" pour les TPE et assimilées pour tous les contrats signés avant le 30 juin 2023 intégrant un "plafonnement de prix" à 230 euros/MWh en moyenne (part variable de l'électricité hors taxes et hors acheminement) ;
- l'amortisseur électricité (hors TPE et assimilées) : à partir du 1er janvier 2024, cette aide concerne tous les contrats en offre de marché, en vigueur en 2024 et signés ou renouvelés avant le 30 juin 2023, des clients finals appartenant aux catégories éligibles ;
- le bouclier collectif électricité, aide spécifique à destination des ménages vivant en habitat collectif chauffé collectivement à l'électricité, mis en place au 1er juillet 2022 et reconduit en 2023 et en 2024 ;
- le maintien par la CRE du prix de l'ARENH à 42 euros/MWh avec un volume global maximal identique de 100 TWh par an.

Créances diverses

Les créances diverses regroupent notamment le compte courant avec ENGIE Finance, ainsi que les appels de marge. Celles qui présentent un risque de non-recouvrement font l'objet d'une dépréciation.

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont comptabilisées à leur prix d'acquisition.

Lorsque la valeur de marché des titres au 31 décembre est inférieure à leur valeur comptable, une dépréciation est constituée pour la différence.

Dans le cas de titres cotés, cette valeur de marché est déterminée sur la base du cours de clôture.

Capitaux propres

Prime d'émission

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France SA et SUEZ ont été comptabilisés en diminution de la prime de fusion.

Écarts de réévaluation

Cette rubrique résulte de la réévaluation légale de 1959, ainsi que de celle de 1976 pour les biens non amortissables hors concession.

Provisions réglementées

Amortissements dérogatoires

Un amortissement dérogatoire est constaté chaque fois que les durées d'utilité (retenues en comptabilité pour l'amortissement des immobilisations corporelles) sont différentes des durées d'usage (admises fiscalement) ou que le mode d'amortissement est différent.

Provision pour hausse de prix

La provision pour hausse de prix a été instituée par l'article 39-1-5 du CGI afin de permettre aux entreprises de déduire temporairement des bases de l'impôt une fraction des bénéfices investis dans la reconstitution des stocks en cas de hausse des prix importante.

Provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque l'entreprise a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques futurs dont le montant peut être estimé de façon fiable.

Le montant comptabilisé en provisions représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Provisions pour remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz

Une provision pour dépollution des anciennes usines à gaz et remise en état des sites est constituée dans les comptes d'ENGIE SA pour les sites concernés. Les provisions reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction de l'état actuel des connaissances techniques d'experts et des exigences réglementaires.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat d'exploitation.

Provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

La provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre in fine la moins-value de cession égale à la valeur comptable des titres d'autocontrôle attribués gratuitement aux salariés. Les dotations, reprises et charges relatives aux attributions gratuites d'actions aux salariés figurent dans les charges de personnel.

Prestations de retraite et autres engagements envers le personnel

Régime spécial des Industries Électriques et Gazières

ENGIE SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Électriques et Gazières présenté en Note 18.

Méthode de comptabilisation

ENGIE SA inscrit à son passif sous forme de provisions les engagements accordés au personnel correspondant à des droits déjà ouverts (rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité) ou à des prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière).

Dans le cadre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France intervenue en 2008 avec effet rétroactif au 1er janvier 2008, les provisions pour engagements de retraite et autres avantages (retraite, indemnités de départ et régime de prévoyance) comptabilisées par SUEZ au 31 décembre 2007 ont été apportées à ENGIE SA.

Ces provisions ne font plus l'objet de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ou de la désactualisation des provisions transférées dans le cadre de la fusion. Elles sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements.

Les autres engagements ne sont pas provisionnés au passif du bilan, ils sont mentionnés en engagements hors bilan (voir Note 17).

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des "unités de crédit projetées". La valeur actualisée des obligations d'ENGIE SA est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité et de rotation du personnel.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués.

Dettes financières

Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis en euros et en devises par la Société sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des experts-comptables (OEC) n° 28 de juillet 1994, à savoir en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, l'horizon de remboursement n'étant pas perpétuel.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Les frais d'émission des emprunts sont étalés linéairement sur la durée de vie des contrats concernés. Ces frais d'émission comprennent principalement les frais de publicité (pour les emprunts nécessitant un appel public à l'épargne) et les commissions dues aux intermédiaires financiers.

Les emprunts obligataires dont le remboursement est assorti de primes sont comptabilisés au passif du bilan pour leur valeur totale, primes de remboursement incluses. En contrepartie, ces dernières sont inscrites à l'actif en "comptes de régularisation" et sont amorties sur la durée de l'emprunt au prorata des intérêts courus.

Instruments financiers dérivés

Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05 applicable de manière obligatoire depuis le 1er janvier 2017, les instruments financiers utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les gains latents des opérations ne remplissant pas les critères de couverture n'interviennent pas dans la formation du résultat ; les pertes latentes de ces opérations font en revanche l'objet d'une provision.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan en "écart de conversion" pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

Impôt sur les bénéfices

ENGIE SA est depuis le 1er janvier 1988 sous le régime d'intégration fiscale institué par l'article 68 de la loi n° 87-1060 du 30 décembre 1987. Elle est société tête de Groupe au sens des dispositions des articles 223 A et suivants du CGI.

Les filiales du périmètre d'intégration fiscale contribuent à la charge d'impôt du Groupe à hauteur du montant d'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration.

Les effets du régime d'intégration fiscale sont comptabilisés sur la charge d'impôt d'ENGIE SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, ENGIE SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à ENGIE SA en tant que société mère et sont restituées aux filiales lors de leur retour aux bénéfices, d'où la constitution d'une provision.

NOTE 2 FAITS SIGNIFICATIFS DE L'EXERCICE ET COMPARABILITÉ DES EXERCICES

Faits significatifs de l'exercice

Néant.

Comparabilité des exercices

L'exercice 2024 est comparable à l'exercice 2023.

NOTE 3 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

3.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2024
Incorporelles	**2 173**	**265**	**(145)**	**(3)**	**2 290**
Applications informatiques	1 562	1	(138)	233	1 658
Autres	368	-	(3)	-	365
En-cours [1]	243	264	(4)	(236)	267
Corporelles	**944**	**50**	**(22)**	**3**	**976**
Terrains	37		-	-	37
Actif de démantèlement	3	-	-	-	3
Constructions	374	-	(5)	5	375
Installations techniques	308	1	(4)	11	317
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	123	-	(2)	1	122
Autres	28	-	-	11	39
En-cours	71	49	(11)	(26)	83
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 117**	**315**	**(167)**	-	**3 265**

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

3.2 Amortissements et dépréciations

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2024
Incorporelles	**1 453**	**201**	**(131)**	**1 523**
Applications informatiques	1 191	180	(129)	1 242
Autres	262	21	(2)	281
Corporelles	**545**	**34**	**(7)**	**573**
Terrains	1	1	-	2
Actif de démantèlement	3			3
Constructions	277	10	(4)	283
Installations techniques	156	15	(2)	168
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	86	8	-	93
Autres immo corp.	22	2	-	24
En-cours				-
TOTAL	**1 999**	**235**	**(138)**	**2 097**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2024
Immobilisations incorporelles	89	-	(19)	70
Immobilisations corporelles	54	24	(3)	76
TOTAL	**143**	**24**	**(22)**	**146**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2024
Dotations aux amortissements d'exploitation	**196**	**218**
Dotation aux amortissements linéaires	196	217
Dotation aux amortissements dégressifs		1
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	-	
Dotations aux amortissements exceptionnels	**19**	**19**
Reprises sur amortissements	-	-

3.3 Valeurs nettes

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles et corporelles s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Amortissements cumulés	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2024	Valeurs nettes au 31 déc. 2023
Incorporelles	**2 290**	**(1 523)**	**(70)**	**696**	**630**
Applications informatiques	1 658				1 561
Amortissements des applications informatiques		(1 242)			(1 191)
Dépréciation des applications informatiques			-		(1)
Applications informatiques	1 658	(1 242)	-	415	369
Concessions, brevets, licences	25			25	29
Autres immobilisations incorporelles	340			340	340
Amortissements des autres immobilisations incorporelles		(282)		(282)	(263)
Dépréciation des autres immobilisations incorporelles			(70)	(70)	(88)
Autres	365	(281)	(70)	14	19
En-cours [1]	267	-	-	267	243
Corporelles	**976**	**(573)**	**(76)**	**327**	**346**
Terrains	37	(2)	(1)	34	36
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	375	(283)	(5)	86	92
Installations techniques	317	(261)		55	152
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	122			122	25
Autres	40	(24)	(69)	(54)	(30)
En-cours	83	-		83	71
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 265**	**(2 097)**	**(146)**	**1 023**	**976**

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

NOTE 4 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2024
Titres de participation	**75 967**	**1 560**	**(634)**	**(20)**	**76 873**
Titres de participation consolidés	75 602	960		(20)	76 542
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	-	-	-	32
Titres de participation non consolidés	333	600	(634)		299
Autres immobilisations financières	**81**	**1 128**	**(630)**	**-**	**579**
Autres titres immobilisés	41	1	(8)	-	34
Créances rattachées à des participations	-	504	-	-	504
Prêts	15	13	(11)	-	17
Autres immobilisations financières	25	610	(611)	-	24
TOTAL	**76 048**	**2 688**	**(1 264)**	**(20)**	**77 452**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel.

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en Note 9.1.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en Note 4.4.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2024 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- souscription à l'augmentation de capital de ENGIE Energy Services International pour 560 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de ENGIE Energie Services pour 385 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de ENGIE Hydrogen International pour 14.5 millions d'euros ;
- transmission universelle de patrimoine de la société Vilorex pour 20 millions d'euros ;
- cession de la société 50Five pour 34 millions d'euros.

La variation des créances rattachées s'explique par le prêt de 502 millions d'euros accordé à ENGIE Finance.

Au 31 décembre 2024, le poste "Autres immobilisations financières" est composé de :

- dépôts versés pour 14 millions d'euros ;
- titres détenus dans le cadre de contrats de liquidités pour 10 millions d'euros.

4.2 Dépréciations

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2024
Titres de participation consolidés	11 786	553	(3 679)	(9)	8 651
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	31	1	-	-	32
Titres de participation non consolidés	253	25	(35)	-	243
Autres titres immobilisés	8	-	(8)	-	-
Créances rattachées à des participations	-	-	-	-	-
Prêts	-	10	-	-	10
TOTAL	**12 078**	**589**	**(3 722)**	**(9)**	**8 937**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel.

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - ENGIE Energy Services International pour 340 millions d'euros,
  - ENGIE Energies Services pour 212 millions d'euros,
  - ENGIE New Ventures pour 2,6 millions d'euros ;

- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - Electrabel pour 3 623 millions d'euros,
  - Genfina pour 37 millions d'euros,
  - 50Five pour 34 millions d'euros,
  - ENGIE IT pour 8 millions d'euros,
  - ENGIE China Investment Company pour 7 millions d'euros,
  - SFIG pour 3 millions d'euros.

La valeur d'utilité des titres de participations retenue pour la détermination des dépréciations est déterminée par référence à :

- la valeur intrinsèque pour les sociétés de financement : elle correspond à l'actif net réévalué des plus-values latentes ;
- la valeur de rendement pour les sociétés cotées en Bourse : elle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice ;
- la valeur d'utilité pour les autres filiales opérationnelles : elle correspond au flux de trésorerie/dividendes (DCF/DDM) attendus pour les filiales portant directement ou indirectement des activités opérationnelles.

Les valeurs recouvrables sont déterminées, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2025 et du plan d'affaires à moyen terme 2026-2027 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2028-2050 lesquelles ont été revues et validées en juin 2024 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de variation des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. Parmi les scénarios externes, celui du Groupe est proche de ceux de l'International Energy Agency avec son modèle APS (*Announced Pledges Scenario*) ou de l'ADEME ("technologie verte") ;
- s'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique. La trajectoire choisie par ENGIE privilégie un mix équilibré, dans lequel le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone sont intégrés afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique. Cette trajectoire est reprise dans le rapport produit par le Groupe dans le cadre de l'initiative "Task Force on Climate Related Financial Disclosures" (TCFD). Les facteurs de risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux sont également détaillés dans le Document d'Enregistrement Universel du Groupe.

Electrabel porte directement ou via des participations en Europe et à l'international les activités opérationnelles principales suivantes :

- production et vente d'électricité :
  - à partir du parc de centrales nucléaires en Belgique,
  - à partir de capacités thermiques principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Australie, Singapour, Brésil, Porto Rico, Chili, Mexique, Pérou, Moyen-Orient,
  - à partir de capacités de production renouvelables principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Allemagne, Royaume-Uni, Brésil, Chili, Mexique ;
- commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Australie, Singapour ;
- gestion et optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

4.3 Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2024	Valeurs nettes au 31 déc. 2023
Titres de participation	**76 873**	**(8 927)**	**67 946**	**63 897**
Titres de participation consolidés	76 542	(8 651)	67 891	63 816
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	(32)	-	1
Titres de participation non consolidés	299	(243)	56	80
Autres immobilisations financières	**579**	**(10)**	**569**	**73**
Autres titres immobilisés	34	-	34	33
Créances rattachées à des participations	504	-	504	-
Prêts	17	(10)	7	15
Autres immobilisations financières	24	-	24	25
TOTAL	**77 452**	**(8 937)**	**68 515**	**63 970**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel.

4.4 Filiales et participations

Certaines données du tableau n'ont pas fait l'objet d'audit.

En millions d'euros Raison sociale	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus Brut	 Provisions	Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2024	Date de clôture
A – RENSEIGNEMENTS DÉTAILLÉS CONCERNANT LES PARTICIPATIONS DONT LA VALEUR BRUTE EXCÈDE 1% DU CAPITAL D'ENGIE SA SOIT 24 352 850 EUROS											
1. Filiales (quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%)											
Agua Provinciales de Santa Fe	-	(199)	64,19%	39	(39)	-	-	-	(64)	-	déc. 2023
COGAC	1 717	1 037	100,00%	3 430	-	-	-	-	954	812	déc. 2024
Electrabel	5 790	16 079	99,13%	34 148	(4 302)	-	-	11 087	6 706	-	déc. 2024
ENGIE Alliance	100	2	64,00%	62	-	(41)	-	-	2	-	déc. 2024
ENGIE China Invest Company	43	(27)	100,00%	123	(107)	-	-	-	7	-	déc. 2024
ENGIE Energy Services	1 084	182	100,00%	3 318	(212)	-	-	2 844	(168)	494	déc. 2024
ENGIE Energy Services International	3 496	1 095	100,00%	6 668	(1 251)	-	-	-	(357)	-	déc. 2024
ENGIE Finance	5 460	157	100,00%	5 567	-	5 550	-	3	32	18	déc. 2024
ENGIE Group Participations	3 972	301	100,00%	3 972	-	-	-	-	538	-	déc. 2024
ENGIE Hydrogen International	25	(5)	100,00%	25	-	-	-	-	-	-	déc. 2024
ENGIE IT	142	(14)	100,00%	538	(412)	-	-	677	9	-	déc. 2024
ENGIE Management Company	30	(56)	100,00%	265	(265)	-	-	181	(25)	-	déc. 2024
ENGIE New Business	458	(769)	100,00%	461	(461)	-	-	-	(365)	-	déc. 2024
ENGIE New Ventures	69	(71)	100,00%	92	(63)	-	-	-	(11)	-	déc. 2024
ENGIE Rassembleur d'Energies	50	(36)	100,00%	50	(36)	-	-	-	(11)	-	déc. 2024
ENGIE Renouvelables	507	493	100,00%	1 641	-	-	-	55	258	-	déc. 2024
GENFINA	100	455	100,00%	2 627	(1 285)	-	-	-	14	-	déc. 2024
GRDF	1 836	1 713	100,00%	8 655	-	-	-	3 574	822	158	déc. 2024
GRT Gaz	639	3 993	60,79%	1 901	-	-	139	2 093	121	272	déc. 2024
S.F.I.G	2	6	100,00%	94	(83)	-	-	1	3	-	déc. 2024
Sopranor	-	1	100,00%	245	(243)	-	-	-	-	-	déc. 2024
Storengy SAS	2 733	334	100,00%	2 733	-	-	-	73	302	198	déc. 2024
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)											
Aguas Argentinas	1	(8)	48,20%	145	(145)	-	-	-	-	-	déc. 2020

En millions d'euros Raison sociale	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus Brut	 Provisions	Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2023	Date de clôture
B – RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LES AUTRES FILIALES OU PARTICIPATIONS											
1. Filiales non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises				32	(18)						
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)				9	-						
2. Participations non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises				14	-						
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)				24	-						
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A											
Valeurs françaises				31	(7)	-				12	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)											
TOTAL				**76 908**	**(8 927)**					**1 964**	

NOTE 5 STOCKS ET EN-COURS

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2024
Gaz naturel (y compris butane/propane)	1 959	1 225	(2 058)	1 126
Certificats d'économie d'énergie	312	1 306	(1 461)	157
Garanties de capacités	718	342	(261)	799
Matières et fournitures consommables	-	10	-	10
Garanties d'origine	3	15	(13)	5
TOTAL	**2 992**	**2 898**	**(3 793)**	**2 096**

Les dépréciations des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2024
Gaz naturel (y compris butane/propane)	-	-	-	-
Certificats d'économie d'énergie	-	-	-	-
Garanties de capacités	-	-	-	-
Matières et fournitures consommables	-	10	-	(10)
Garanties d'origine	-	-	-	-
TOTAL	-	**10**	-	**(10)**

Les valeurs nettes des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2024	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2024	Valeurs nettes au 31 déc. 2023
Gaz naturel (y compris butane/propane)	1 126	-	1 126	1 959
Certificats d'économie d'énergie	157	-	157	312
Garanties de capacités	799	-	799	718
Matières et fournitures consommables	10	(10)	-	-
Garanties d'origine	5	-	5	3
TOTAL	**2 097**	**(10)**	**2 087**	**2 992**

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2024 est en diminution de 833 millions d'euros par rapport à fin décembre 2023.

Cette diminution s'explique principalement par une baisse conjointe des prix moyens et quantités en stock entre décembre 2023 et décembre 2024.

5.2 Certificats d'économie d'énergie

Le dispositif des CEE repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics à certains fournisseurs d'énergie, dits *les obligés*. Le niveau d'obligation est défini par période d'obligation et réparti entre les types d'énergie. Les obligés s'acquittent de leur obligation par l'obtention de CEE équivalents au nombre de TWh cumac devant être économisés.

La cinquième période d'obligation d'économies d'énergie, qui s'étend du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2025, s'est accompagnée de plusieurs changements réglementaires :

- le décret 2021-712 du 3 juin 2021, lequel a :
  - introduit une évolution graduée des seuils de franchise pour l'électricité et le gaz au cours de la période, afin d'étendre l'obligation à plus de fournisseurs et d'éviter une distorsion de concurrence entre acteurs,
  - fixé un premier objectif global, pour la cinquième période, de 2 500 TWhc, à savoir 1 770 TWh cumac d'obligation classique, et 730 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en progression de 37%,
  - recentré l'obligation précarité sur les ménages les plus vulnérables,
  - modifié le calcul du montant des obligations pour chaque type d'énergie (articles R. 221-4 et R. 221-4-1 du Code de l'énergie) : le montant d'obligations exprimé en KWh cumulé actualisé est rapporté au volume d'énergie vendu ou mis à la consommation ;
- le décret n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, lequel a relevé de 25% les obligations CEE pour les années 2023 à 2025, soit respectivement 200 TWhc d'obligation CEE *classique* et 400 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique :
  - augmentation des coefficients d'obligation d'économies d'énergie *classique* prévus à l'article R. 221-4 du Code de l'énergie,
  - augmentation du coefficient relatif à l'obligation d'économies d'énergie à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique prévu à l'article R. 221-4-1 du même code.

L'objectif global pour la P5 s'élève à 3 100 TWhc, contre 2 133 TWhc pour la quatrième période.

En application du décret n° 2022-1368, l'obligation annuelle d'ENGIE SA pour l'obligation certificats d'économie d'énergie (CEE) *classique* est déterminée en appliquant à ses ventes les coefficients suivants :

- 0,485 kWh cumac/kWh vendu pour le gaz naturel depuis 2023 et pour les années suivantes (contre 0,422 kWh cumac/kWh vendu en 2022) ;
- 0,478 kWh cumac/kWh vendu pour l'électricité depuis 2023 et pour les années suivantes (contre 0,416 kWh cumac/kWh vendu en 2022).

En complément de l'obligation *classique*, l'obligation *précarité* est déterminée en appliquant au volume d'obligations *classiques* le coefficient de proportionnalité égal à 0,620 depuis 2023 et pour les années suivantes (contre 0,412 en 2022).

5.3 Mécanisme de rémunération de capacité

Les obligations de capacités sont dépendantes des volumes de ventes d'électricité.

En 2024, ENGIE SA a augmenté ses stocks de CRM pour couvrir ses obligations de fourniture d'électricité en période de pics de consommation.

NOTE 6 CRÉANCES

6.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2024	Degré de liquidité		
		À fin 2025	De 2026 à 2029	2030 et au-delà
Actif immobilisé	**580**	**503**	**11**	**65**
Créances rattachées à des participations	504	502	1	-
Prêts	18	-	-	17
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	58	-	10	48
Actif circulant	**21 653**	**20 312**	**1 298**	**43**
Créances clients et comptes rattachés [1]	7 712	6 459	1 253	-
Comptes courants des filiales	7 209	7 209	-	-
Autres créances d'exploitation [2]	1 029	1 029	-	-
Autres créances	5 628	5 540	45	43
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	75	75	-	-
TOTAL	**22 233**	**20 815**	**1 309**	**108**

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 1 541 millions d'euros TTC au 31 décembre 2024 contre 1 662 millions d'euros TTC au 31 décembre 2023.
(2) Dont 576 millions d'euros de subventions à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes d'électricité.

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2024
Créances rattachées à des participations	-	-	-	-	-
Prêts	-	10	-	-	10
Créances clients et comptes rattachés	936	881	(635)	-	1 182
Autres créances diverses	4	1	-	-	4
TOTAL	**940**	**891**	**(635)**	-	**1 196**

NOTE 7 VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2024	Dépréciations au 31 déc. 2024	Valeurs nettes au 31 déc. 2024	Valeurs nettes au 31 déc. 2023
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	122	-	122	177
OPCVM	2 957	-	2 957	3 587
Dépôts à terme	1 532	-	1 532	986
TOTAL	**4 611**	-	**4 611**	**4 751**

La valeur des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2024 est de 122 millions d'euros, et ne fait pas l'objet de dépréciation, tous les titres d'autocontrôle en stock étant affectés à un plan.

Ces titres sont valorisés au cours du jour de décision d'attribution (Conseil d'Administration) du plan auquel ils sont affectés et sont conservés jusqu'à leur livraison à leur valeur nette comptable. Ils font l'objet d'une provision constatée au passif pour un montant correspondant à l'étalement de la charge sur la période d'acquisition (voir Note 10.1.2).

Les OPCVM inscrits à l'actif pour une valeur nette de 2 957 millions d'euros ont une valeur de marché de 3 043 millions d'euros au 31 décembre 2024.

NOTE 8 COMPTES DE RÉGULARISATION ET ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2024
Primes de remboursement des emprunts	192	26	(24)	194
Frais d'émission d'emprunts à étaler	52	19	(10)	61
Contrats optionnels	1 102		(501)	601
Instruments financiers	4 726	4	(1 269)	3 461
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**6 073**	**49**	**(1 804)**	**4 317**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	**270**	**151**	-	**422**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes et frais d'émission d'emprunts d'ENGIE SA restant à étaler ;
- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Écarts de conversion Actif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 9 CAPITAUX PROPRES

9.1 Capital social – actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action, d'un euro nominal, confère un droit de vote simple.

Capital social	
Actions composant le capital social au début de l'exercice	2 435 285 011
Nombre total d'actions composant le capital social	**2 435 285 011**

Les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité au cours de l'exercice ont consisté en des acquisitions cumulées de 39 550 834 actions et des cessions cumulées de 39 550 834 actions ayant généré une plus-value nette de 244 345,70 euros. Au 31 décembre 2024, ENGIE SA ne détient plus d'actions propres dans le cadre du contrat de liquidité.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (voir Note 9.3), ENGIE SA détient 9 443 689 actions propres au 31 décembre 2024.

9.2 Évolution des capitaux propres

CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2023	**28 375**
Dividendes 2023 versés	(3 503)
Report à nouveau	(4)
Provisions réglementées – Subventions investissements	52
Link 2024	(9)
Résultat	4 460
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2024	**29 371**

ENGIE SA a versé en 2024 :

- au titre de l'exercice 2024, un dividende de 1,43 euro par action pour un montant total de 3 469,14 millions d'euros, déduction faite des actions autodétenues au jour de la mise en paiement des dividendes pour 13,32 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,143 euro par action pour un montant total de 34,6 millions d'euros.

9.3 Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la Société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de 2 ans et de la satisfaction à des conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2024, ENGIE SA a attribué 5 318 620 actions gratuites à certains salariés du groupe ENGIE.

En 2024, ENGIE SA a livré 4 524 797 actions aux salariés du Groupe.

Compte tenu de l'ensemble des plans en cours, du nombre de bénéficiaires, et d'hypothèses de turn-over, ENGIE SA estime son obligation de livraison d'actions à 15 741 785 actions au 31 décembre 2024.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2024, le nombre d'actions affectées à la couverture des obligations d'ENGIE SA d'attribution d'actions gratuites est de 9 443 689 au 31 décembre 2024, pour un montant total de 122 millions d'euros, net de provision. La valeur de marché ressort à 145 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période *(en millions d'euros)* 2024	2023
ACTIONS GRATUITES ATTRIBUÉES					
Plan LINK Abondement 2 août 2018					(3,32)
Plan ENGIE 11 décembre 2018					(1,33)
Plan ENGIE 17 décembre 2019	124 545	119 093	14,730	1,75	(63,77)
Plan ENGIE 26 février 2020					(1,78)
Plan ENGIE 17 décembre 2020	4 682 499	4 063 553	12,670	51,90	17,70
Plan ENGIE 25 février 2021	137 498	136 406	12,605	1,62	(1,08)
Plan ENGIE 16 décembre 2021	4 640 229	1 450	13,000	(16,65)	16,56
Plan ENGIE 14 février 2022	414 477	203 795	14,298	1,76	2,50
Plan ENGIE 20 avril 2022	120 000		12,078	(0,50)	0,85
Plan ENGIE 8 décembre 2022	4 375 289	500	14,292	(18,33)	18,99
Plan LINK Abondement 22 décembre 2022	228 935		13,614	(0,63)	0,62
Plan ENGIE 20 février 2023	676 341		14,250	(3,46)	2,77
Plan ENGIE 30 avril 2024	5 318 620		16,270	(18,22)	0,48
TOTAL	**20 718 433**	**4 524 797**		**(0,76)**	**(10,81)**

NOTE 10 PROVISIONS

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Au 31 déc. 2024
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	216	57	(11)	-	262
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	204	63	(57)	(5)	205
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	23	2	(1)		24
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	977	111	(150)	-	938
Garantie sur cessions	4	30			34
Risques sur filiales (Note 10.1.5)	313	389	-		702
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	1 783	1 166	(1 618)	-	1 331
TOTAL	**3 520**	**1 818**	**(1 837)**	**(5)**	**3 496**

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2024 s'élèvent à 262 millions d'euros contre 216 millions d'euros en 2023 et se décomposent de la manière suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2024
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	211	55	(11)	-	255
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	5	-	-	-	5
Provision pour remise en état des installations	-	2	-	-	2
TOTAL	**216**	**57**	**(11)**	-	**262**

La provision pour reconstitution des sites de 262 millions d'euros au 31 décembre 2024 couvre les coûts de remise en état des sites d'anciennes usines à gaz (AUG) pour 260 millions d'euros, et des coûts de remise en état d'installation liés à l'arrêt d'un projet de recherche pour 2 millions d'euros.

Elle se décompose comme suit :

- dépollution des sols des sites pérennes AUG pour 188 millions d'euros ;
- dépollution des sols des sites AUG en cours de cession pour 37 millions d'euros ;
- contentieux des sites AUG pour 30 millions d'euros ;
- remise en état d'installation pour 2 millions d'euros ;
- remise en état des sites AUG en cours de cessions pour 5 millions d'euros.

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2024, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 4 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 10 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité, les rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture, les médailles du travail et l'amiante sont intégralement provisionnées à hauteur de 68 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 82 millions d'euros au 31 décembre 2024. La Note 18.4 reprend le détail de la variation de ces provisions.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 16 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

Au 31 décembre 2024, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés s'élèvent à 121 millions d'euros, montant inchangé par rapport au 31 décembre 2023. La provision pour cotisations patronales liées aux AGA s'élève à 1 million d'euros contre 2 millions d'euros au 31 décembre 2023.

En 2024, ENGIE SA a constaté une dotation de 59 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de même montant suite à l'arrivée à échéance de plans d'attribution d'actions gratuites.

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans.

10.1.3 Provisions pour impôts

ENGIE SA a dans ses comptes plusieurs provisions pour risques fiscaux liés aux vérifications de comptabilités opérées par l'administration fiscale française.

La provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 21 millions d'euros au 31 décembre 2024 comme au 31 décembre 2023. Elle porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL.

Dans le cadre de la cession des sociétés Equans à Bouygues le 22 octobre 2022, et au terme de la convention de sortie signée avec les sociétés françaises Equans anciennement membres du groupe fiscal, ENGIE SA supporte intégralement les redressements notifiés par l'administration fiscale auxdites sociétés. Une provision pour risque fiscal a été constatée à ce titre au 31 décembre 2023 pour un montant de 1,5 million d'euros. Celle-ci a fait l'objet d'une dotation complémentaire de 2,1 millions d'euros et d'une reprise de 0,7 million d'euros portant ainsi la provision à 2,9 millions d'euros au 31 décembre 2024.

10.1.4 Provisions pour intégration fiscale

ENGIE SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale et, à ce titre, constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés. Au cours de l'exercice 2024, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 111 millions d'euros et repris un montant de 100 millions d'euros, conduisant à un solde de 714 millions d'euros à la clôture.

Au 31 décembre 2007, GRDF faisait partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz a par conséquent été neutre fiscalement. Pour autant, GRDF bénéficie depuis 2008, dans ses comptes sociaux, d'une économie d'impôts induite par la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession. Ce suramortissement est neutralisé au niveau de l'intégration fiscale. Conformément aux conventions d'intégration fiscale signées avec ses filiales, ENGIE SA a constitué une provision pour intégration fiscale envers GRDF pour un montant définitif de 1 938 millions d'euros sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2024, 50 millions d'euros correspondant à la neutralisation du suramortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris, la reprise au 31 décembre 2023 était de 58 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 938 millions d'euros dont 224 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

10.1.5 Autres provisions pour risques et charges

Les autres provisions pour risques et charges recouvrent principalement les provisions pour risques sur autres tiers, pour litiges commerciaux et réclamations ainsi que les risques de change et de taux.

Les dotations et reprises sur ces provisions impactent principalement les résultats exceptionnel et financier.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2024 s'élèvent à 1 331 millions d'euros, contre 1 783 millions d'euros en 2023, et sont constituées des montants suivants :

- 832 millions d'euros relatifs aux contrats déficitaires :
  - 275 millions d'euros sur contrats d'approvisionnement long terme de gaz, de capacités de transport et de stockage ainsi qu'un contrat d'échange d'électricité répondent à la définition comptable des contrats déficitaires. Ces contrats ne sont plus nécessaires pour les besoins industriels du Groupe et les coûts inévitables pour satisfaire à leurs obligations sont supérieurs aux avantages économiques futurs attendus,
  - 464 millions d'euros sur le contrat de *tolling* relatif à la CCGT Cartagena (Espagne), signé en 2011, et portant jusqu'à 2028 comme structurellement et durablement déficitaire compte tenu des conditions du marché espagnol de l'électricité,
  - 93 millions d'euros relatifs à deux contrats immobiliers répondant également depuis 2020 aux critères de contrats déficitaires ;
- 163 millions d'euros d'autres risques, dont l'essentiel provient de la provision pour juste valeur de marché négative des commodités pour 157 millions d'euros ;
- 32 millions d'euros de risques de taux ;
- 75 millions d'euros de litiges ;
- 53 millions d'euros de restructuration, dont 23 millions d'euros au titre de la provision liée au projet de réorganisation initié en 2023 et 13 millions au titre de la provision pour T2 ;
- 172 millions d'euros de risques sur perte de change ;
- 4 millions d'euros de charges diverses dont l'essentiel provient de la provision engagement clientèle.

La provision pour risques filiales s'élève à 702 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 313 millions d'euros au 31 décembre 2023.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2024
Provisions réglementées	**1 099**	**488**	**(435)**	-	**1 153**
Amortissements dérogatoires	612	488	(404)	-	697
Provision pour hausse de prix	487		(31)	-	456
Provision pour investissement	-		-		-
Subventions d'investissement	**22**	-	**(1)**	-	**21**
TOTAL	**1 122**	**488**	**(436)**	-	**1 174**

NOTE 11 DETTES FINANCIÈRES

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023
Emprunts	**41 587**	**37 499**
Emprunts obligataires hybrides	4 038	3 393
Emprunts obligataires	31 560	27 739
Autres emprunts	5 989	6 368
Dettes rattachées à des participations	**4 500**	**4 000**
Comptes courants filiales	**2 562**	**4 946**
Autres dettes financières	**692**	**639**
Dépôts reçus de la clientèle	46	84
Dépôts reçus sur dérivés	-	-
Intégration fiscale	(30)	59
Part courue des charges d'intérêts	650	457
Soldes créditeurs de banques	24	28
Divers	2	12
TOTAL	**49 341**	**47 084**

L'augmentation de 2 257 millions d'euros des dettes financières s'explique principalement par :

- l'augmentation de 3 821 millions d'euros d'emprunts obligataires correspondant pour 4 442 millions d'euros aux nouvelles émissions de l'année 2024 compensées par des arrivées à échéance pour 840 millions d'euros ;
- l'augmentation de 645 millions d'euros d'emprunts obligataires convertibles correspondant pour 1 835 millions d'euros aux nouvelles émissions de l'année 2024 compensées par des arrivées à échéance pour 1 190 millions d'euros ;
- une diminution des autres emprunts pour 379 millions d'euros s'expliquant par une baisse de l'encours des *United States Commercial Paper* (USCP) pour 605 millions d'euros compensée par un tirage sur une ligne de crédit pour 221 millions d'euros ;
- la baisse des positions créditrices des comptes courants des filiales pour 2 384 millions d'euros ;
- la baisse des comptes courants d'intégration fiscale de 89 millions d'euros ;
- une augmentation de l'emprunt groupe pour 500 millions d'euros.

11.2 Échéancier des dettes

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Degré d'exigibilité		
		À fin 2025	De 2026 à 2029	2030 et au-delà
Dettes financières	**49 341**	**10 695**	**12 492**	**26 154**
Emprunts obligataires hybrides	4 038	648	850	2 540
Emprunts obligataires	31 560	1 016	11 334	19 210
Autres emprunts	5 989	5 277	308	404
Dettes rattachées à des participations	4 500	500	-	4 000
Comptes courants filiales	2 562	2 562	-	-
Autres dettes financières	692	692	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**9 370**	**9 370**	-	-
Dettes fiscales et sociales	**2 352**	**2 352**	-	-
Autres dettes	**4 542**	**4 542**	-	-
Avances clients et comptes rattachés	1 191	1 191	-	-
Autres	3 352	3 352	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**67**	**67**	-	-
TOTAL	**65 673**	**27 027**	**12 492**	**26 154**

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2024	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
ÉMISSIONS PUBLIQUES					
En millions d'euros	455	01/2019	02/2025	3,250%	Paris
En millions d'euros	193	07/2019	04/2025	1,625%	Dublin
En millions d'euros	850	11/2020	11/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	705	07/2021	07/2031	1,875%	Paris
En millions d'euros	800	06/2024	03/2030	4,750%	Paris
En millions d'euros	1 035	06/2024	03/2033	5,125%	Paris

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2024	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
ÉMISSIONS PUBLIQUES					
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	1 246	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2026	1,000%	Paris
En millions d'euros	500	03/2015	03/2035	1,500%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	02/2029	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	750	06/2018	06/2028	1,375%	Paris
En millions d'euros	343	09/2018	09/2025	0,875%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2033	1,875%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2039	1,375%	Paris
En millions d'euros	627	09/2019	03/2027	0,000%	Paris
En millions d'euros	900	10/2019	10/2030	0,500%	Paris

	Au 31 déc. 2024	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
En millions d'euros	600	10/2019	10/2041	1,250%	Paris
En millions d'euros	604	03/2020	03/2025	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2028	1,750%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2032	2,125%	Paris
En millions d'euros	575	06/2020	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2029	0,375%	Paris
En millions d'euros	650	09/2022	09/2029	3,500%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2036	1,000%	Paris
En millions d'euros	1 175	01/2023	01/2035	4,000%	Paris
En millions d'euros	750	01/2023	01/2043	4,250%	Paris
En millions d'euros	1 100	01/2023	01/2030	3,625%	Paris
En millions d'euros	500	09/2023	09/2027	3,750%	Paris
En millions d'euros	800	09/2023	01/2031	3,875%	Paris
En millions d'euros	800	09/2023	09/2034	4,250%	Paris
En millions d'euros	900	09/2023	09/2042	4,500%	Paris
En millions d'euros	600	12/2023	12/2026	3,625%	Paris
En millions d'euros	900	12/2023	12/2033	3,875%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	1 100	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	650	04/2023	04/2053	5,630%	Paris
En millions de francs suisses	-	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de francs suisses	190	07/2023	01/2027	2,340%	Zürich
En millions de francs suisses	225	07/2023	07/2031	2,490%	Zürich
En millions d'euros	600	03/2024	03/2031	3,625%	Paris
En millions d'euros	800	03/2024	03/2036	3,875%	Paris
En millions d'euros	600	03/2024	03/2044	4,250%	Paris
En millions de dollars américains	750	04/2024	04/2029	5,250%	Luxembourg
En millions de dollars américains	750	04/2024	04/2034	5,625%	Luxembourg
En millions de dollars américains	500	04/2024	04/2054	5,875%	Luxembourg
En millions de livres sterling	500	10/2024	10/2050	5,750%	Paris
PLACEMENTS PRIVÉS					
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Paris
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	100	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	100	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	50	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	100	06/2017	06/2032	1,625%	Paris
En millions d'euros	100	10/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	50	07/2018	07/2027	1,157%	Paris
En millions d'euros	75	07/2018	07/2038	CMS	Paris
En millions de couronnes norvégiennes	-	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	10/2017	09/2032	2,650%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	900	10/2017	10/2027	2,630%	Paris
En millions de dollars américains	50	01/2019	12/2029	3,593%	Aucune
En millions de dollars australiens	115	11/2015	11/2025	4,235%	Paris
En millions de dollars australiens	85	07/2018	07/2033	3,780%	Paris

11.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2024, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme libellés en euros : 4 692 millions d'euros de *Negociable European Commercial Paper* (NEU CP) et 309 millions d'euros (contrevaleur de 321 millions de dollars américains) de *United States Commercial Paper* (USCP). Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

L'encours de lignes de crédit non revolving utilisé par ENGIE SA à la clôture est de 971 millions d'euros.

L'emprunt auprès d'ENGIE Finance est stable à 4 000 millions d'euros à la clôture. Un nouvel emprunt auprès d'Engie Global Market SAS a été contracté au cours de l'exercice pour 500 millions d'euros.

Un emprunt de 15 millions d'euros a été contracté au cours de l'exercice auprès de la banque Banco Santander dans le cadre d'un *funding participation* à un contrat d'approvisionnement de gaz auprès de Petrogas.

11.2.4 Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, comptes courants créditeurs, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires) sont principalement libellées en euros.

11.3 Répartition de la dette par taux et par devise

11.3.1 Répartition par taux

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
À taux variable				
Emprunts obligataires	9 204	5 669	75	75
Dettes rattachées à des participations	4 500	4 000	4 500	4 000
Autres emprunts	4 343	4 662	4 564	4 026
Comptes courants des filiales	2 562	4 946	2 562	4 946
Autres dettes financières		-		-
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	4 038	3 393	4 038	3 393
Emprunts obligataires	22 356	22 070	31 485	27 664
Dettes rattachées à des participations		-		-
Autres emprunts	1 645	1 705	1 424	2 341
Autres dettes financières	693	639	693	639
TOTAL	**49 341**	**47 084**	**49 341**	**47 084**

11.3.2 Répartition par devise

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	4 038	3 393	4 038	3 393
Emprunts obligataires	31 560	27 739	25 425	23 906
Dettes rattachées à des participations	4 500	4 000	4 500	4 000
Autres emprunts	5 988	6 367	5 458	5 269
Comptes courants des filiales	2 015	4 032	2 015	4 032
Autres dettes financières	720	578	720	578
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	-	-		
Emprunts obligataires		-	6 135	3 833
Dettes rattachées à des participations	-	-		
Autres emprunts	-	-	530	1 098
Comptes courants des filiales	547	914	547	914
Autres dettes financières	(27)	61	(27)	61
TOTAL	**49 341**	**47 084**	**49 341**	**47 084**

NOTE 12 COMPTES DE RÉGULARISATION ET ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2024
Contrats optionnels	2 257		(1 395)	862
Instruments financiers	5 003	6	(1 553)	3 456
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**7 260**	**6**	**(2 948)**	**4 317**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**440**	-	**(182)**	**258**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Les pertes de change latentes relatives aux contrats ne remplissant pas les critères de couverture font l'objet d'une provision pour risques et charges (voir Note 10.1.5).

Écarts de conversion Passif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des instruments dérivés destinés à couvrir des risques de change liés à la dette et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 13 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

13.1 Ventilation du chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires par zone géographique

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Ventes d'énergie		
• en France	18 264	22 765
• à l'étranger	17 444	26 888
Travaux, études et prestations de services	3 961	3 518
Produits des activités annexes et autres ventes	1 136	978
TOTAL	**40 805**	**54 149**

La baisse du chiffre d'affaires est le résultat d'effets prix et volumes négatifs, principalement sur les ventes d'électricité et les ventes de gaz aux autres opérateurs gaziers.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	18 667	23 583
• Électricité	17 041	26 070
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	3 961	3 518
• Produits des activités annexes et autres ventes	1 136	978
TOTAL	**40 805**	**54 149**

Au 31 décembre 2024, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 2 728 millions d'euros.

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	31 déc. 2023	Variation	31 déc. 2024
Exécution	168	21	189
Maîtrise	1 364	(96)	1 268
Cadre	2 442	(95)	2 347
TOTAL	**3 974**	**(170)**	**3 804**

L'effectif moyen au 31 décembre 2024 s'élève à 3 804 contre 3 974 en 2023.

Le poste "Charges de personnel" se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Traitements et salaires	(284)	(297)
Charges sociales	(127)	(126)
Intéressement	(17)	(16)
Autres charges	(137)	(92)
TOTAL	**(565)**	**(531)**

Intéressement du personnel

Un accord d'intéressement du personnel aux performances a été mis en place en conformité avec les conditions légales de l'ordonnance 86-1134 du 21 octobre 1986.

L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

13.3 Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Provision pour renouvellement des biens en concession	-	-
Provision pour reconstitution de sites	47	(10)
Autres provisions pour charges	(5)	(3)
Autres provisions pour risques	(569)	358
TOTAL	**(527)**	**346**

Les dotations nettes aux autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette aux provisions pour contrats déficitaires pour 299,8 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour litiges relatifs au personnel pour 7,3 millions d'euros ;
- dotation à la provision pour risque de redressement fiscal pour 9,5 millions d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour risques pour 284,3 millions d'euros dont principalement la provision pour moins-value latente (juste valeur négative des instruments financiers dérivés) sur commodités pour 279,1 millions d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour litiges commerciaux pour 1,2 million d'euros ;
- dotation nette à la provision pour reconstitution des sites pour 46,9 millions d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour charges diverses pour 5,6 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 21 millions d'euros au 31 décembre 2024 (principalement coûts de gestion et de réallocation de l'emploi) contre 22 millions d'euros au 31 décembre 2023.

13.5 Subvention d'exploitation

Les subventions d'exploitation intègrent les produits de subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes aux tarifs réglementés de gaz et d'électricité réalisées au cours de l'année.

NOTE 14 RÉSULTAT FINANCIER

			Total	
En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(2 402)	1 192	(1 209)	(1 014)
Revenus des créances rattachées à des participations	-	-	-	-
Résultat de change	(478)	557	80	194
Dividendes reçus	-	1 966	1 966	1 530
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(213)	30	(183)	(49)
TOTAL	**(3 092)**	**3 746**	**654**	**662**

NOTE 15 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

			Total	
En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(15)	9	(7)	(36)
Cessions d'immobilisations financières	(641)	648	7	41
Provision pour hausse de prix	-	31	31	(43)
Amortissements dérogatoires	(488)	404	(84)	(45)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(991)	3 721	2 730	727
Autres	(107)	57	(51)	(66)
TOTAL	**(2 243)**	**4 870**	**2 627**	**578**

La ligne "Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations" est détaillée en note 4.2.

La ligne "Autres" comprend notamment diverses charges de restructuration, des dépréciations exceptionnelles de logiciels informatiques et des provisions pour garanties de passif.

NOTE 16 SITUATION FISCALE

16.1 Régime de l'intégration fiscale

L'option pour le régime de l'intégration fiscale actuellement en cours est renouvelable tous les cinq ans par tacite reconduction.

16.2 Impôts sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2024 est de 25.82%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

	2024			2023		
En millions d'euros	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net
Impôt sur les sociétés de l'exercice d'ENGIE SA (hors groupe fiscal)						
• résultat courant	1 421		1 421	(325)		(325)
• résultat exceptionnel	2 627		2 627	578		578
Charge/produit d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)		**412**	**412**		**247**	**247**
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice incluant les contributions des filiales intégrées fiscalement	378			233		
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés (à hauteur des déficits des filiales intégrées fiscalement)	38			(41)		
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2024/2023)	(4)			55		
TOTAL	**4 048**	**412**	**4 460**	**253**	**247**	**500**

* *Un signe positif traduit un produit d'impôt.*

En 2024 comme en 2023, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est déficitaire. Les dividendes reçus des filiales suivent le traitement fiscal du régime mère/fille et sont exonérés, sous réserve d'une réintégration de quote-part de frais de 1% ou 5% suivant les cas.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 412,3 millions d'euros en 2024, contre 246,8 millions d'euros en 2023, et s'articule comme suit :

- un produit d'intégration fiscale de 378,2 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 233,3 millions d'euros en 2023. Ce gain d'intégration fiscal résulte de la différence entre :
  - la contribution à l'impôt groupe dû par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 440,9 millions d'euros contre 232,8 millions d'euros en 2023,
  - la charge d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré de 62,6 millions d'euros en 2024 contre un produit d'IS de 0,5 million d'euros en 2023,
  - une charge d'impôt liée à l'exercice antérieur de 0,1 million d'euros ;
- une reprise nette de provision pour impôt de 37,9 millions d'euros en 2024, contre une charge nette de 41,1 millions d'euros en 2023, intégrant notamment :
  - 11,2 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 98,5 millions d'euros de dotation nette en 2023,
  - 1,4 million d'euros de dotation nette pour risques fiscaux contre une dotation de 1,2 million d'euros en 2023,
  - 50,5 millions d'euros de reprise relative au suramortissement de l'exercice de la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession en 2007 de l'activité de distribution du gaz, contre 58,6 millions d'euros en 2023 ;
- diverses autres charges d'impôts pour 3,8 millions d'euros en 2024, contre 54,6 millions d'euros en 2023, liés essentiellement à un produit de CIR 2024 de 3,8 millions d'euros, à une charge d'impôt liée aux redressements fiscaux de filiales intégrées fiscalement de 3,4 millions d'euros et une charge d'impôt liée à Pilier 2 de 4,2 millions d'euros. En 2023, le produit de 54,6 millions d'euros était lié à la variation de la contribution interne 2022 des filiales intégrées fiscalement pour 28,8 millions d'euros, et à un produit de CIR 2023 de 18,3 millions d'euros.

16.3 Situation fiscale différée

La situation fiscale différée présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

	2024	2023
En millions d'euros	25,82%	25,82%
Année de retournement	**2025 et +**	**2024 et +**
Bases passives d'imposition différée		
• Charges déductibles non comptabilisées	422	270
• Produits comptabilisés non imposés	51	67
Bases actives d'imposition différée		
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	1 893	1 903
• Produits imposés non comptabilisés	383	514
Base fiscale différée nette	**1 803**	**2 080**
• Effet théorique d'imposition différée	466	537

NOTE 17 ENGAGEMENTS HORS BILAN (SAUF ENGAGEMENTS SOCIAUX)

17.1 Engagements à caractère financier

La gestion des risques financiers (risques de taux, de change, de liquidité et de crédit) est placée sous la responsabilité de la Direction Financière du groupe ENGIE.

17.1.1 Risque de liquidité

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de *cash pooling*, la centralisation automatisée de trésorerie du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (ENGIE Finance) et au Luxembourg (ENGIE Treasury Management) pour les pays européens. Ces véhicules centralisent la quasi-totalité des besoins et excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégie de placement.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Notes*, à des émissions de NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) en France et d'USCP (*United States Commercial Paper*) aux États-Unis.

Dans ce cadre, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur ENGIE SA pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, ainsi que pour les titres négociables à court terme émis.

Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer si l'accès à cette source de financement venait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. ENGIE SA dispose ainsi de liquidités mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir de relais en cas d'opérations de croissance externe :

- ENGIE SA dispose d'un encours de 13 919 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédits syndiqués de 4 500 millions d'euros et 4 000 millions d'euros respectivement à échéance septembre et décembre 2028. Au 31 décembre 2024, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 971 millions d'euros. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit ;
- ENGIE SA a également accès au marché des dettes à court terme via des programmes d'émission : USCP pour un montant de 321 millions de dollars américains (soit 309 millions d'euros) au 31 décembre 2024, et NEU CP pour un montant 4 692 millions d'euros au 31 décembre 2024.

17.1.2 Risque de contrepartie

ENGIE SA est exposée au risque de contrepartie, d'une part par ses activités opérationnelles, et d'autre part par ses activités financières.

Pour ce qui concerne ses activités opérationnelles, le Groupe a mis en place des procédures de suivi du risque de contrepartie adaptées aux particularités des populations concernées (entreprises privées, particuliers, collectivités publiques). Les clients représentant une contrepartie significative pour la Société sont intégrés aux procédures applicables aux activités financières décrites ci-après, afin de permettre un suivi transverse du risque de contrepartie les concernant.

Pour ses activités financières, ENGIE SA a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées sur :

- l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes ;

- les éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) ;
- les surfaces financières desdites contreparties ;
- la mise en place de limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, ENGIE SA a recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats-cadres (incluant des clauses de *netting* – compensation) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge). Le contrôle des risques de contrepartie liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière du groupe par le *middle-office*.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre une politique d'optimisation du coût de financement de sa dette nette en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (*swaps* et options de taux d'intérêt) en fonction des conditions de marché.

ENGIE SA s'assure également que le solde entre la part à taux variable de sa dette et ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation défavorable des taux d'intérêt à court terme.

Les positions du groupe ENGIE sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du management.

	Notionnel au 31 déc. 2024						
En millions d'euros	**À un an au plus**	**De un à cinq ans**	**De six à dix ans**	**Plus de dix ans**	**Total**	**Juste valeur ICNE inclus**	**Notionnel au 31 déc. 2023**
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	1 945	2 458	3 600	4 886	12 889	783	12 046
Payeur taux variable/receveur taux fixe	7 017	4 308	6 800	6 742	24 867	(337)	21 557
Payeur taux variable/receveur taux variable	50			600	650	(2)	
SWAPTIONS							
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		
TOTAL EUR	**9 012**	**6 766**	**10 400**	**12 228**	**38 406**	**444**	**33 603**
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	549	734			1 283	24	1 206
Payeur taux variable/receveur taux fixe	963	481	481		1 925	(42)	-
TOTAL USD	**1 512**	**1 215**	**481**	-	**3 208**	**(18)**	**1 206**
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable							
Payeur taux variable/receveur taux fixe				302	302		-
TOTAL GBP	-	-	-	**302**	**302**	**(26)**	-
TOTAL	**10 524**	**7 981**	**10 881**	**12 530**	**41 916**	**400**	**34 809**

	Notionnel au 31 déc. 2024						
En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2023
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe		638		2 031	2 669	(626)	2 669
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
TOTAL GBP	**-**	**638**	**-**	**2 031**	**2 669**	**(626)**	**2 669**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-		-	-		149
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		
TOTAL JPY	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**149**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	231	-	231	22	231
Payeur taux variable/receveur taux fixe		195			195	18	339
TOTAL CHF	**-**	**195**	**231**	**-**	**426**	**40**	**570**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe		266	331		597	(4)	44
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-				-	-	-
TOTAL USD	**-**	**266**	**331**	**-**	**597**	**(4)**	**44**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe					-		67
TOTAL NOK	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**67**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	75		54	-	129	(8)	129
TOTAL AUD	**75**	**-**	**54**	**-**	**129**	**(8)**	**129**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	98	153	-	251	30	251
TOTAL HKD	**-**	**98**	**153**	**-**	**251**	**30**	**251**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	216	-	-	216	(2)	-
TOTAL CNH	**-**	**216**	**-**	**-**	**216**	**(2)**	**-**
TOTAL	**75**	**1 413**	**769**	**2 031**	**4 288**	**(570)**	**3 879**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2024 sont les suivantes :

- ENGIE SA a souscrit des *swaps* à court terme (inférieurs à six mois) pour couvrir le risque de taux sur ses opérations de gestion de trésorerie à court terme (émission de NEU CP). Il s'agit de *swaps* payeurs taux variable Ester/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 517 millions d'euros ;
- conformément à la politique de risque de taux du Groupe, au regard de l'évolution des conditions de marché, une gestion active du risque de taux est pilotée en central par l'intermédiaire de *swaps* et options de taux et encadrée par un mandat de risque annuel ;
- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, ENGIE SA a mis en place depuis 2009 des couvertures de taux indexés dollars (permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains) pour un nominal de 1 763 millions de dollars au 31 décembre 2024 correspondant à 1 697 millions d'euros ;
- afin de protéger le taux de refinancement d'une partie de sa dette au niveau Groupe, ENGIE SA a un portefeuille de précouvertures de taux d'intérêt à termes débutant en 2024 avec une maturité en 2034.

17.1.4 Risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le Comité de Direction du Groupe. Aux bornes d'ENGIE SA, on distingue trois sources principales de risque de change :

- risque transactionnel lié aux opérations courantes : il concerne les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel dans une devise différente de l'euro. Les contrats d'achat ou vente de gaz sont fréquemment indexés sur les prix des produits pétroliers, eux-mêmes pour la plupart cotés en dollars américains ;
- risque transactionnel lié aux opérations financières : toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes ;
- risque translationnel : il concerne les entités consolidées ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres sterling.

L'exposition au risque de change sur ces opérations est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles, d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes ou indexés par des *swaps* financiers ;
- de façon centralisée, pour le risque translationnel, avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar américain sur les coûts d'approvisionnement, et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, ENGIE SA utilise principalement des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises, ainsi que des *swaps* de change, pour couvrir ses achats de gaz et ses activités de financement.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certaines créances rattachées à des participations, l'impact de conversion de futures acquisitions en devises, ou encore pour couvrir le risque patrimonial lors de la consolidation de sociétés, ENGIE SA a mis en place – ou complété – des positions sur des transactions à terme de devises, lesquelles lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur ces dépôts, prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2024, les engagements correspondant aux risques translationnels et financiers sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31 déc. 2024 Par échéance					
Contrats à terme	**2025**	**2026**	**2027 et au-delà**	**Contrevaleur au 31 déc. 2024**	**Différentiel de change au 31 déc. 2024**	**Engagement part fixe au 31 déc. 2023**
POSITION ACHETEUR						
Devise AUD	83	65	10	158	(2)	140
Devise CAD				-		
Devise CHF				-		39
Devise CNH				-		5
Devise GBP	44			44	1	38
Devise NZD				-		
Devise PLN				-		
Devise USD	1 122	25		1 147	27	1 761
Devise ZAR	36			36	(1)	
POSITION VENDEUR						
Devise AUD	5			5		
Devise CAD				-		
Devise CHF				-		39
Devise CNH				-		5
Devise GBP	159			159	1	148
Devise NZD				-		
Devise PLN				-		1
Devise USD	2 865	769	1 166	4 800	162	
Devise ZAR	36			36	(1)	4 251

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2024	Échéance À fin 2025	Échéance De 2026 à 2029	Échéance 2030 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	329	256	61	12
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	7 195	2 110	945	4 140
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	-			
Garanties cautions et avals aux filiales	9 153	1 135	846	7 172
Sûretés réelles données	-			
Lignes de crédit	-			
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	4 130		3 851	279
Engagements de location simple	758	63	249	446
Engagements de crédit-bail	-			
Engagements relatifs aux méthaniers	-			

Les engagements sur marchés comprennent les garanties données par ENGIE SA sur des contrats opérationnels pour son propre compte et celui de ses filiales pour un total de 7 524 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Les engagements de financement, d'un montant de 9 153 millions, correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales.

Les garanties sur convention de cessions d'activités, pour 4 130 millions d'euros, portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- de 25% de GRTgaz à la Société d'Infrastructures Gazières (SIG). ENGIE SA s'est engagé à garantir la SIG pendant 20 ans contre toute perte qu'elle pourrait subir du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz. Inexactitude qui serait de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de GRTgaz, dont le coût ne serait pas pris en charge par le tarif. Cette garantie, d'un montant de 167 millions d'euros, proportionnelle au pourcentage de détention (25%) fait suite à l'entrée de la SIG dans le capital de GRTgaz en juillet 2011 ;
- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à FULLBLOOM Investment Corporation (FIC), filiale à 100% de China Investment Corporation (CIC) en 2011, pour un montant maximal de 3 032 millions d'euros à échéance 2026 ;
- d'une participation de 10% dans le train 1 de l'usine de liquéfaction Atlantic LNG à Trinité et Tobago pour un montant maximum de 818 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de Culturespaces le 14 janvier 2022 à échéance le 30 mars 2026, pour un montant total de 0,9 million d'euros ;
- d'Equans à Bouygues pour certaines déclarations fondamentales et fiscales dont l'échéance est au plus tard la période de prescription applicable, et pour un montant maximal de 112,5 millions d'euros pour une garantie spécifique sur certains contrats d'Equans.

Les engagements de location simple, pour 758 millions d'euros, correspondent à la valeur des loyers actualisés restant à couvrir jusqu'aux échéances des baux de locations immobilières dans le cadre de l'activité d'ENGIE SA. Les engagements relatifs au projet Campus et au projet Urban Garden restent stables pour des montants respectifs de 577 millions et 30 millions d'euros. Certains loyers d'immeubles étant refacturés à des filiales du Groupe, les engagements correspondants figurent en engagements reçus.

D'autres engagements ont été donnés pour garantie de bonne et complète exécution :

- aux autorités de Hong Kong pour les contrats obtenus par Sita devenue SUEZ Environnement, puis SUEZ, qui contre-garantit ENGIE SA pour ces mêmes montants :
  - exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong à échéance 2063,
  - exploitation de différents sites de décharge, dont Went à échéance 2033, NWNT à échéance 2030, Tseung Kwan à échéance 2029 et Pillar Point à échéance 2036 à l'origine en partenariat avec Swire Pacific Ltd, avant que ce dernier ne cède en décembre 2009 à SUEZ Environnement sa participation dans la société Swire SITA Waste Services, filiale commune aux deux ensembles. Les garanties ont été réémises à cette occasion par ENGIE SA, étant précisé qu'en cas d'appel en garantie pour une cause afférente à la période de cogestion, le Groupe Swire s'est engagé sur le principe d'une indemnisation à hauteur de la moitié de la responsabilité ultime des deux groupes ;
- en 2008, SUEZ Environnement, devenue SUEZ en 2016, a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par ENGIE SA pour les entités du pôle environnement pour lesquelles SUEZ n'était pas déjà contre-garantie ;
- dans le cadre de la filialisation en 2000 des activités eau et assainissement, le transfert des contrats locaux de délégation de service public à la société Lyonnaise des Eaux était assorti d'une garantie ENGIE SA de bonne exécution, à échéance 2028. Au 31 décembre 2024, il subsiste 2 contrats de ce type à échéance courant 2025. La nouvelle entité dénommée SUEZ a consenti, en 2022, à un engagement d'indemnisation relatif à ces contrats contre-garantissant ENGIE.

Dans le cadre de l'OPA de Veolia sur SUEZ, Veolia a été informé par ENGIE SA des engagements et garanties de bonne et complète exécution pour certains contrats accordés par ENGIE SA à SUEZ et ses filiales. Veolia s'est engagé, dès lors qu'elle aura pris le contrôle de SUEZ, ce qui est maintenant le cas, à faire ses meilleurs efforts pour se substituer à ENGIE dans ces engagements et garanties, et contre-garantir, directement ou par toute filiale, l'ensemble des obligations d'ENGIE au titre de ces engagements et garanties. Veolia s'est également engagé à faire tout ce qui est en son pouvoir pour s'assurer de la bonne et complète exécution par SUEZ ou par ses filiales des contrats concernés par ces engagements et garanties.

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2024	Échéance		
		À fin 2025	De 2026 à 2029	2030 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	92	47	45	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	11 977	848	10 150	979
Sûretés personnelles reçues	-			
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	-			
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	131	63	60	8
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

ENGIE SA dispose, depuis avril 2014, d'une ligne de crédit syndiqué à hauteur de 5 000 millions d'euros dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en décembre 2028 avec une réduction de l'engagement à 4 500 millions d'euros. En décembre 2021, une nouvelle ligne de crédit syndiqué d'un montant de 4 000 millions d'euros a été souscrite avec pour échéance décembre 2026 mais reportée en décembre 2028.

Les engagements de location simple, pour 131 millions d'euros, correspondent à la refacturation des loyers d'immeubles occupés par des filiales du Groupe.

17.2 Engagements relatifs aux matières premières

17.2.1 Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement en gaz en Europe s'opère en partie grâce à des contrats long terme. Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures coûteuses de production et de transport. Le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales, qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité de volume permettant de gérer les aléas de la demande, principalement climatiques, ainsi que les aléas techniques.

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, ENGIE SA a sécurisé ses approvisionnements par ce type de contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

ENGIE SA peut également souscrire des contrats d'achat et vente à terme de gaz naturel, principalement à échéance inférieure à un an, dans le cadre de son activité de négoce : achats et ventes de gaz sur les marchés de court/moyen terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement d'ENGIE SA d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

La compétitivité de ces contrats est assurée par des formules de prix indexés et des mécanismes de révision de prix. ENGIE SA réalise la majeure partie de ces achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2024, les engagements d'ENGIE SA sont de 348 TWh d'achats fermes à moins d'un an, 1 020 TWh entre deux et cinq ans et de 1 243 TWh à plus de cinq ans.

Au 31 décembre 2024, les engagements d'ENGIE SA sont de 90 TWh de ventes fermes à moins d'un an, 165 TWh entre deux et cinq ans et 173 TWh à plus de cinq ans.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, ENGIE SA a conclu des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2024, les engagements d'ENGIE SA sont de 70 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 105 TWh pour les ventes à terme d'électricité.

17.2.2 Produits dérivés

Dans le cadre de son activité d'achat et de vente d'énergie, ENGIE SA utilise des produits dérivés d'énergie afin d'adapter son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel, de l'électricité et des produits pétroliers.

Les instruments dérivés sur matières premières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par ENGIE SA consistent principalement en des contrats d'échange (*swaps*) à terme (*futures*) et des options souscrits pour gérer son risque de prix dans le cadre de son activité de négoce. Ces instruments sont négociés auprès des tiers par l'intermédiaire de sa filiale spécialisée ENGIE Global Markets, sur les marchés organisés ou sur les marchés de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinée à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement d'ENGIE SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (*calls*) ou planchers (*puts*) ;
- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

L'exposition au risque de prix des matières premières sur les opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés, d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des *swaps* financiers.

Selon la nature des éléments couverts, les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffres d'affaires ou en coût d'achat d'énergie.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

17.2.2.1 Instruments comptabilisés en positions ouvertes isolées

	Notionnel au 31 déc. 2024 en GWh par échéance				Juste valeur au 31 déc. 2024	Notionnel au 31 déc. 2023
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans	(en millions d'euros)	(en millions d'euros)	(en GWh)
***SWAPS* (POSITION ACHETEUR)**						
Gaz naturel	61 266	20 489	8 406	2 404	415	(1 135)
Produits pétroliers	8 168	105	-	52	(52)	53
Électricité	853	810	41	156	(11)	127
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	
***SWAPS* (POSITION VENDEUR)**						
Gaz naturel	(53 861)	(17 681)	(6 790)	(2 217)	(282)	1 046
Produits pétroliers	(2 905,74)	(105)	-	(22)	22	(8)
Électricité	(1 932,82)	(1 075,11)	(277)	(261)	(116)	180
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	394	67	-	5	3	10
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité		-	-		-	-
OPTIONS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	(11 019,70)	(4 553,03)	(718)	(40)	(16)	(39)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité						(11)

(1) En kilos de quotas de CO_2.

17.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture n'est pas appliquée dans les comptes sociaux d'ENGIE SA.

17.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2024 en GWh par échéance				Juste valeur au 31 déc. 2024	Notionnel au 31 déc. 2023
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans	(en millions d'euros)	(en millions d'euros)	(en GWh)
***FORWARDS* (POSITION ACHETEUR)**						
Gaz naturel	553 178,17	117 051,56	53 907,51	28 783,06	3 774,86	(17 143)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	48 767,94	22 767,95	10 542,55	7 602,26	(1 358,57)	(6 152)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***FORWARDS* (POSITION VENDEUR)**						
Gaz naturel	(558 947,64)	(93 914,22)	(26 054,83)	(27 558,92)	(3 609,97)	17 568
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(32 095,12)	(6 428,43)	(1 136,85)	(3 427,41)	344	3 052
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	313	342	-	19	99	148
Produits pétroliers	-	-	-			-
Électricité	18 525,72	6 875,94	1 439,01	492	240	250
OPTIONS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	-	-	-	(83)	(52)	(382)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(20 324,97)	(6 627,56)	-	(690)	(142)	(372)

(1) En kilo de quotas de CO_2.

17.3 Couverture des risques assurables

Sur la base de l'identification des risques assurables (notamment ceux concernant les biens de l'entreprise ainsi que les dommages occasionnés aux tiers y compris environnementaux), ENGIE SA a mis en place une politique de transfert systématique des risques significatifs. Ainsi, les polices d'assurance contractées présentent des niveaux de couverture élevés afin de limiter l'impact financier sur les comptes du Groupe en cas de sinistre.

Par ailleurs, pour garantir l'homogénéité des couvertures mises en place, la gestion des assurances est centralisée au niveau du Groupe. Ceci a notamment permis d'intégrer les nouveaux projets des filiales dans les contrats existants et de pleinement jouer le rôle de prescripteur pour les filiales contrôlées majoritairement.

NOTE 18 ENGAGEMENTS DE RETRAITE ET AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL

Récapitulatif des engagements

	Régime des IEG		Régime hors IEG		Total	
En millions d'euros	Au 31 déc. 2024 (1)	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2024 (1)	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2024 (1)	Au 31 déc. 2023
Retraite	**1 550**	**1 536**	**215**	**221**	**1 765**	**1 756**
Régime	1 550	1 536	215	221	1 765	1 756
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**252**	**274**	**15**	**15**	**267**	**289**
Avantage en nature énergie et eau	173	194	3	3	176	197
Indemnités de fin de carrière	33	33		-	33	33
Indemnités de secours immédiat	34	35		-	34	35
Autres (2)	12	12	12	12	24	24
Autres engagements envers le personnel	**68**	**68**	**-**	**-**	**68**	**68**
Pensions d'invalidité et autres	62	61	-	-	62	61
Médailles du travail	6	6	-	-	6	6
TOTAL	**1 870**	**1 878**	**230**	**236**	**2 100**	**2 114**

(1) Dont 83 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (voir Note 19.4).
(2) Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex-SUEZ.

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime des IEG	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Taux d'actualisation	3,63%	3,55%	3,62%	3,54%	3,40%	3,43%	3,55%	3,51%
Taux d'inflation	1,98%	2,02%	1,98%	2,02%	1,98%	2,02%	1,98%	2,02%
Durée résiduelle de service	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG								
Ex-SUEZ	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Taux d'actualisation	3,63%	4,04%	-	-	-	-	3,63%	4,04%
Taux d'inflation	2,02%	2,15%	-	-	-	-	2,02%	2,15%
Durée résiduelle de service								

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG								
Ex-Cie Financière	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Taux d'actualisation	3,63%	4,04%	-	-	-	-	3,63%	4,04%
Taux d'inflation	2,02%	2,15%	-	-	-	-	2,02%	2,15%
Durée résiduelle de service								

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 15%.

18.1 Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez ENGIE SA sont :

- d'une part, les pensions dues dans le cadre du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières (IEG) ;
- d'autre part, les régimes repris suite à la fusion-absorption de Suez par ENGIE SA :
  - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988,
  - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de SUEZ (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière),
  - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Pensions du régime des IEG

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005, soit pour ENGIE SA 3,25% des engagements "droits spécifiques passés" de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

Le régime spécial des IEG est fermé aux nouveaux entrants depuis le 1er septembre 2023.

Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements d'ENGIE SA sont déterminés selon une méthode actuarielle conformément au mode de calcul des engagements présenté dans la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02). Cette méthode, dite des "unités de crédit projetées", repose sur des lois de projection portant notamment sur les salaires de fin de carrière, les âges de départ à la retraite, l'évolution des effectifs de retraités et les reversions de pensions.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- évaluation sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- détermination pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG ou, s'agissant des régimes ex-SUEZ, pour l'ensemble des salariés et retraités bénéficiaires de ces régimes ;
- les écarts actuariels sont immédiatement pris en compte.

18.2 Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs des IEG :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie,
  - les indemnités de fin de carrière,
  - les congés exceptionnels de fin de carrière,
  - le régime des capitaux décès,
  - le régime d'aide aux frais d'études ;
- avantages à long terme :
  - les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles,
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
  - les médailles du travail,
  - l'aide bénévole amiante.

Par ailleurs, les retraités d'ex-SUEZ bénéficient des avantages suivants au titre des avantages postérieurs à l'emploi : une prime eau et un régime de complémentaire santé.

La méthode retenue pour évaluer les engagements est celle des "unités de crédit projetées".

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents, actifs et inactifs, bénéficient d'un régime d'avantage en nature énergie. Cet avantage recouvre la fourniture de gaz et d'électricité à tarif préférentiel.

L'engagement relatif à la fourniture de gaz aux agents d'ENGIE SA et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la valeur probable du prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF.

18.2.2 Les indemnités de fin de carrière

Depuis le 1er juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent, lors de leur départ en retraite, une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG, plafonnée au-delà d'une ancienneté de 40 ans.

18.2.3 Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.3 Variation de la valeur actualisée des engagements

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À L'OUVERTURE	**1 536**	**1 503**	**274**	**139**	**68**	**66**	**222**	**242**	**14**	**18**	-	-	**2 114**	**1 967**
Impacts fusion et filialisations		(2)		(1)		(1)	-	-	-	-	-	-	-	(4)
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	15	13	4	4	7	6	-	-	-	-	-	-	26	23
Charges d'intérêt sur obligation	53	57	10	5	2	3	7	9	1	-	-	-	73	74
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	(19)	41	(4)	140	-	2	3	(14)	1	(2)	-	-	(20)	167
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	(20)	(1)	(21)	(5)	(4)	-	-	-	-	-	-	-	(45)	(6)
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	65	(18)	3	4	4	1	-	-	-	-	-	-	71	(12)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(78)	(77)	(15)	(10)	(8)	(9)	(16)	(15)	(2)	(2)	-	-	(119)	(113)
Impact réforme des retraites	-	21	-	(2)	-	-							-	19
Autres		-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À LA CLÔTURE	**1 550**	**1 536**	**251**	**274**	**69**	**68**	**216**	**222**	**14**	**14**	-	-	**2 100**	**2 114**

18.4 Provisions

ENGIE SA provisionne à la clôture de l'exercice les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité en cours de service et les prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière). Figure également au passif d'ENGIE SA une provision pour retraite et autres avantages apportés par SUEZ lors de la fusion-absorption en 2008. Ces provisions sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Elles ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés, ni de désactualisation.

Au 31 décembre 2024, ENGIE SA a provisionné 83 millions d'euros, contre 82 millions d'euros en 2023, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 1 million d'euros.

Évolution des provisions sur engagements sociaux

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Total	
En millions d'euros	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À L'OUVERTURE (PROVISIONNÉE)			**10**	**10**	**68**	**66**	**4**	**4**	-		-	-	**82**	**80**
Impacts fusion et filialisations	-			-		(1)	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Coût des services rendus de la période	-		1	1	7	6	-	-	-	-	-	-	8	7
Charges d'intérêt sur obligation	-		-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	2	3
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	-		-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	-		-	-	(4)	-	-	-	-	-	-	-	(4)	-
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	-		1	2	4	1	-	-	-	-	-	-	5	3
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-		(2)	(2)	(8)	(9)	-	-	-	-	-	-	(10)	(12)
Impact réforme des retraites			-	-	-	-								-
Autres	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À LA CLÔTURE (PROVISIONNÉE)	-		**10**	**10**	**69**	**68**	**4**	**4**	-	-	-	-	**83**	**82**

(1) En 2024, comme en 2023, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG.

(2) Indemnités congés exceptionnels (10 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ et prime eau nulle au 31 décembre 2024.

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (52 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (8 millions d'euros), d'amiante (2 millions d'euros) et médailles du travail (6 millions d'euros).

18.5 Contrats d'assurance

ENGIE SA a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière. Des versements ont été effectués en 2024 par ces fonds assurantiels pour un montant de 91 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 688 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 1 706 millions d'euros au 31 décembre 2023.

18.6 Variation de la juste valeur des actifs de couverture

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE À L'OUVERTURE	**1 475**	**1 443**	**21**	**20**	-	-	**210**	**223**	-	-	-	-	**1 706**	**1 686**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendement attendu des actifs	52	55	1	1	-	-	7	9	-	-	-	-	60	65
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	9	52	-	1	-	-	5	(6)	-	-	-	-	14	46
Prestations payées pour les actifs de couverture	(71)	(75)	(5)	(1)	-	-	(16)	(15)	-	-	-	-	(92)	(91)
Autres	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE À LA CLÔTURE	**1 465**	**1 475**	**17**	**21**	-	-	**206**	**210**	-	-	-	-	**1 688**	**1 706**

Information relative au rendement des actifs

	Régime des IEG						Régime hors IEG					
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Rendement réel des actifs de couverture	**4,2%**	**7,7%**	**4,2%**	**7,7%**			**3,1%**	**3,0%**	-	-	-	-

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraite et autres actifs du régime des IEG s'établit à 4,22% pour l'exercice 2024.

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraites du régime hors IEG s'établit à 3,08% pour l'exercice 2024.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2024	2023	2024	2023
Placements actions	31%	27%	10%	10%
Placements obligataires	60%	58%	78%	79%
Autres (y compris monétaires)	9%	15%	12%	11%
	100%	**100%**	**100%**	**100%**

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie, contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG de retraite et d'indemnités de fin de carrière, sont gérés en unités de compte. Ces contrats sont ouverts à ENGIE SA et aux filiales du Groupe adhérentes à "la convention de gestion du passif social du Groupe". Les contrats peuvent être investis marginalement dans des instruments financiers émis par ENGIE SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à ENGIE SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par ENGIE SA au 31 décembre 2024 s'élève à 6,4 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par ENGIE SA.

18.7 Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Les salariés relevant du régime des IEG bénéficient par ailleurs d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies mis en place en 2009. Les cotisations patronales versées à ce titre restent stables entre 2024 et 2023 pour 5 millions d'euros.

NOTE 19 LITIGES

19.1 GEMS

ENGIE a initié au début du quatrième trimestre 2022 un arbitrage contre Gazprom export LLC visant entre autres (i) à faire reconnaître l'inexécution par Gazprom export LLC de ses obligations de livraison de gaz vis-à-vis d'ENGIE au terme de contrats de livraison de gaz long terme et (ii) à obtenir de Gazprom export LLC le paiement de pénalités contractuelles ainsi que la réparation des dommages résultant de cette inexécution.

Cet arbitrage résulte de la situation de sous-livraison significative créée par Gazprom export LLC à compter de mi-juin 2022 vis-à-vis d'ENGIE suivie, à la fin de l'été 2022, de la décision unilatérale de Gazprom export LLC de réduire ses livraisons à ENGIE en raison d'un désaccord entre les parties sur l'application des contrats.

19.2 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal en impôt sur les sociétés de la cession Dailly sans recours de la créance litigieuse de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal Administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative d'appel de Versailles qui a invalidé le jugement du tribunal en 2021. Le 14 avril 2023, le Conseil d'État a annulé l'arrêt de la Cour au motif que la créance cédée devait être qualifiée de remboursement anticipé d'impôt non déductible, indépendamment du fait que l'état n'ait pas autorisé son remboursement par l'établissement bancaire cessionnaire de la créance, et que le remboursement n'ait été que partiel. Le Conseil d'État a renvoyé l'affaire à la Cour administrative d'appel de Versailles pour trancher en fonction d'un mode opératoire qui revient à faire dépendre le traitement fiscal de la cession de créance litigieuse de 2005 de l'issue du contentieux précompte proprement dit. Aucune décision n'a été rendue en 2024.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, l'ensemble des procédures auxquelles ENGIE était partie est achevé, ce qui permet de circonscrire les conséquences financières de la cession Dailly de 2005 précitée.

NOTE 20 ÉLÉMENTS RELATIFS AUX PARTIES LIÉES

Toutes les transactions significatives effectuées par ENGIE SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2024 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2023. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (une Administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 34,13% des droits de vote théoriques (ou 34,23% des droits de vote exerçables) contre 33,80% à fin décembre 2023.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces *déc*isions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. Les TRV gaz ont pris fin au 1er juillet 2023.

Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA, filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 31 décembre 2007, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs. Avec le déploiement des compteurs communicants, pour l'électricité et pour le gaz, les activités "communes" opérées par les deux distributeurs ont été amenées à évoluer fortement. Les activités restantes mixtes sont réduites depuis 2024 à la médecine du travail, la médecine Conseil et la gestion des tarifs particuliers. Un projet porté par les deux distributeurs vise à finaliser le démixtage de ces activités.

Relations avec la CNIEG (Caisse nationale des industries électriques et gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des entreprises non nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 21 RÉMUNÉRATIONS DES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DU COMITÉ EXÉCUTIF

Les rémunérations de toutes natures (salaires bruts, primes, intéressement et avantages en nature y compris charges patronales afférentes) versées en 2024 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 26,4 millions d'euros.

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Les membres du Conseil d'Administration, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires, ont reçu une rémunération au titre de leur mandat. Le montant total est de 0,8 million d'euros pour l'exercice 2024, étant précisé que les Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État ont perçu 85% de leur rémunération. Ce montant de 0,8 million d'euros inclut la part versée à l'État, soit 0,2 million d'euros, ce qui correspond au solde de 15% de la rémunération de ces derniers et à la rémunération attribuée à l'Administratrice représentante de l'État nommée par arrêté.

NOTE 22 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Accord avec l'État belge portant sur la prolongation de 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

Les seuils de 10% et 50%, dont les franchissements sont présentés dans cette note, correspondent aux pourcentages de détention à partir desquels une entité détenue devient respectivement une participation et une filiale selon le Code du commerce.

CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES

	% au 31 déc. 2023	% au 31 déc. 2024	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales [1]						
VILOREX (tupée sur 2024)	100,00%	0,00%	X		10 716 801,97	*Holding*
Participations [2]						
50FIVE	40,85%	0,00%		X	144 097,00	e-mobilité

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

ACHATS TOTAUX OU PARTIELS

	% au 31 déc. 2023	% au 31 déc. 2024	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales [1]						
ENGIE INVESTISSEMENTS 90	0,00%	100,00%	X		40 000,00	Coquille
ENGIE INVESTISSEMENTS 91	0,00%	100,00%	X		40 000,00	Coquille
Participations [2]	-					

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices

	2024	2023	2022	2021	2020
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en euros)*	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	-	-	-	-	-
Opérations et résultat de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	40 805	54 149	68 500	36 224	19 272
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 514	169	4 148	659	1 444
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(412)	(247)	(321)	(474)	(532)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	4 460	500	1 697	1 780	(3 928)
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres)	3 604	3 482	3 409	2 070	1 291
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,79	0,17	1,84	0,47	0,81
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1,83	0,21	0,70	0,73	(1,61)
Dividende versé par action [(1)]	1,48	1,43	1,40	0,85	0,53
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	3 804	3 974	4 135	4 294	4 477
Montant de la masse salariale de l'exercice	284	297	292	277	283
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales…)	281	234	210	229	239

(1) Soumis à l'approbation du Conseil d'Administration.

Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024 de verser un dividende unitaire de 1,48 euro par action, soit un montant total de 3 604 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2024. Ce dividende unitaire proposé de 1,48 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de deux ans au 31 décembre 2024 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

6.5 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS

Exercice clos le 31 décembre 2024

À l'assemblée générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2024, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance, prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2024 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Evaluation des titres de participation

[Notes 1 « Règles et méthodes comptables » et 4 « Immobilisations financières » de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Au 31 décembre 2024, les titres de participation s'élèvent à 76,9 milliards d'euros (67,9 milliards d'euros en valeur nette). Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés. Concernant les titres pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable de ces titres (y compris les malis de fusion associés) à leur valeur d'utilité, si celle-ci est inférieure, comme indiqué dans la section « Immobilisations financières » de la note 1 de l'annexe aux comptes annuels. La valeur d'utilité est déterminée notamment, par référence à (i) la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes pour les sociétés de financement, à (ii) la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des vingt derniers cours de Bourse de l'exercice pour les sociétés	Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations des titres de participation par la direction. Nous avons examiné les principales données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination des valeurs d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié les calculs effectués par votre société avec le support de nos spécialistes en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à : • examiner les méthodes d'évaluations retenues pour estimer les valeurs d'utilité ; • apprécier la cohérence des hypothèses du scénario de référence à long terme de votre groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;

Point clé de l'audit	Notre réponse

cotées et aux (iii) flux de trésorerie attendus ou de dividendes (« *Discounted Cash Flow* » ou « *Dividend Discount Model* ») pour les autres filiales opérationnelles, en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.
Comme indiqué dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les flux de trésorerie attendus proviennent du budget 2025 et du plan d'affaires à moyen terme 2026-2027 approuvés par votre comité exécutif et votre conseil d'administration et, au-delà de cette période, d'extrapolations établies à partir d'hypothèses macroéconomiques et de projections de prix issues du scénario de référence à long terme de votre groupe pour la période 2028-2050 revu et validé par votre comité exécutif.
Comme mentionné dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, la reprise nette des provisions constatée à hauteur de 3,1 milliards d'euros en 2024 porte notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (3,6 milliards d'euros).
L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu (i) de leur importance au bilan (65,9 % du total actif), des jugements et estimations de la direction nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité et de la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues, dans un environnement économique et financier qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.
	• vérifier la cohérence des hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues, propres à chacune des entités, pour établir les prévisions de flux de trésorerie ;
	• examiner les modalités de détermination des taux d'actualisation et apprécier leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes ;
	• apprécier les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels en vérifiant :
	  • la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, avec le scénario de référence dugroupe ;
	  • la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché.
	Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1 et 4 de l'annexe aux comptes annuels.

Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites « énergie en compteur »)

[Notes 1 « Règles et méthodes comptables », 6.1 « Echéancier des créances » et 13.1 « Ventilation du chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société procède à des estimations et fait usage de jugements pour la comptabilisation des ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites « énergie en compteur »). L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec, le cas échéant, plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre société est amenée à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2024, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 2,7 milliards d'euros. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution pour la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par votre société. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie. Celui-ci tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. Compte tenu des montants en jeu, de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens de l'énergie, et des jugements exercés, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé comme un point clé de l'audit.	Les diligences mises en œuvre concernant l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables pour l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit ; • comparer les informations sur les volumes livrés déterminées par votre société avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôler que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés au cours de la période, prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analyser la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécier la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; et enfin • apprécier l'antériorité du stock d'énergie en compteur en date de clôture.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et règlementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D.441-6 du code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L.225-37-4, L.22-10-10 et L.22-10-9 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-9 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-11 du code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité de la directrice générale.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet Deloitte & Associés et par celle du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres

Au 31 décembre 2024, nos cabinets étaient dans la dix-septième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 7 mars 2025

Les Commissaires aux comptes

ERNST & YOUNG et Autres		DELOITTE & ASSOCIÉS	
Sarah Kokot	Guillaume Rouger	Laurence Dubois	Nadia Laadouli



7

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 504

7.1.1 Raison sociale et nom commercial 504
7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI 504
7.1.3 Date de constitution et durée de vie 504
7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet 504
7.1.5 Objet social 504
7.1.6 Raison d'être 505
7.1.7 Exercice social 505

7.2 Contrats importants 505

7.2.1 Contrats finalisés en 2023 505
7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2023 et finalisés en 2024 505
7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2023 505
7.2.4 Contrats finalisés en 2024 505
7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2024 505
7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2024 505
7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement 505

7.3 Litiges et arbitrages 506

7.4 Documents accessibles au public 506

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 506

7.6 Table de conversion 507

7.7 Unités de mesure 507

7.8 Sigles et acronymes 508

7.9 Glossaire 509

7.10 Index thématique 512

7.11 Table de concordance 513

7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT ENGIE ET SES STATUTS

7.1.1 Raison sociale et nom commercial

La Société a pour raison sociale et nom commercial : ENGIE.

7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI

ENGIE est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 542 107 651.

Son code APE est le 3523Z.

Son identifiant d'entité juridique (code LEI) est le suivant : LAXUQCHT4FH58LRZDY46.

Le nom de l'action cotée en bourse est ENGIE et son code mnémonique "ENGI".

7.1.3 Date de constitution et durée de vie

La Société a été constituée sous forme d'établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) le 8 avril 1946 et immatriculée au registre du commerce et des sociétés le 24 décembre 1954. ENGIE est une société anonyme depuis le 20 novembre 2004.

La Société a une durée de vie de 99 ans à compter du 20 novembre 2004, soit jusqu'au 17 novembre 2103, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet

Le siège social est situé : 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie, France.

Téléphone du siège social : +33 1 44 22 00 00

Site internet : www.engie.com

Les informations figurant sur le site internet de la Société ne font pas partie intégrante du présent document, sauf si elles y sont incorporées par référence.

ENGIE est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés commerciales de forme anonyme, sous réserve des lois spécifiques régissant la Société, et à ses statuts.

7.1.5 Objet social

Aux termes de l'article 2.2 des statuts, ENGIE a pour objet la gestion et la mise en valeur de ses actifs matériels et immatériels, présents et futurs, en France et à l'international, par tous moyens, et notamment de :

- prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz de toute nature et sous toutes ses formes, de l'électricité ainsi que toutes autres formes d'énergie ;
- réaliser le négoce de toute énergie, notamment du gaz et de l'électricité ;
- fournir à tout type de clients des services liés directement ou indirectement aux activités précitées, et notamment des services propres à faciliter la transition énergétique ;
- assurer les missions de service public qui lui sont assignées par la législation et la réglementation en vigueur, en particulier par le Code de l'énergie ;
- étudier, concevoir et mettre en œuvre tous projets et tous travaux publics ou privés pour le compte de toutes collectivités, entreprises et particuliers ; préparer et conclure tous traités, contrats et marchés se rapportant à l'exécution de ces projets et de ces travaux ;
- participer directement ou indirectement à toutes opérations ou activités de toute nature pouvant se rattacher à l'un des objets précités, ou de nature à assurer le développement du patrimoine social y compris des activités de recherche et d'ingénierie, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat ou de vente de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt et de participations, sous quelque forme que ce soit, dans toutes entreprises ou sociétés, existantes ou à créer, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- créer, acquérir, louer, prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, prendre à bail, installer, exploiter tous établissements et fonds de commerce se rapportant à l'un des objets précités ;
- prendre, acquérir, exploiter, concéder ou céder tous procédés, brevets et licences de brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- obtenir, acquérir, prendre à bail et exploiter, principalement au travers de filiales et participations, toutes concessions et entreprises relatives à l'alimentation des villes en eau potable ou industrielle, à l'évacuation et à l'épuration des eaux usées, aux opérations de dessèchement et d'assainissement, à l'irrigation et à l'établissement de tous ouvrages de transport, de protection et de retenue d'eau ainsi que toutes activités de vente et de service aux collectivités et aux particuliers dans l'aménagement des villes et la gestion de l'environnement ;
- et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services notamment l'intermédiation d'assurance comme mandataire ou mandataire délégué, à titre de complément ou autonome, ou de recherche, ces opérations et activités se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires, complémentaires ou connexes ainsi qu'à ceux de nature à favoriser le développement des affaires de la Société.

7.1.6 Raison d'être

Aux termes de l'article 2.1 des statuts, la raison d'être d'ENGIE c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée.

7.1.7 Exercice social

La Société a un exercice social d'une durée de 12 mois qui débute le 1er janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

7.2 CONTRATS IMPORTANTS

Les principaux contrats du Groupe, autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires, sont les suivants :

7.2.1 Contrats finalisés en 2023

Contrat d'acquisition de 100% de Broad Reach Power - voir Note 4.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2023.

7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2023 et finalisés en 2024

Non significatif.

7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2023

Non significatif.

7.2.4 Contrats finalisés en 2024

Cession partielle d'une participation de 15% dans *Transportadora Associada de Gás S.A.* ("TAG") ; cession d'une participation de 50% dans *Energia Mayakan S. de R.L. de C.V.* ("Mayakan") – voir Note 4.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2024

Cession partielle ou complète d'une série de participations (Touat en Algérie, Safi au Maroc, Uch au Pakistan) – voir Note 4.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025 (Voir Note 24.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2024

Non significatif.

7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement

Voir Notes 14.2 et 14.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et Notes 11.2.1 et 11.2.2 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.3 LITIGES ET ARBITRAGES

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages d'une part et, d'autre part, fait l'objet d'enquêtes et procédures au titre du droit de la concurrence, dont les principaux sont présentés dans la Note 23 "Contentieux et enquêtes" de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et dans la Note 19 "Litiges" de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.4 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

Les documents relatifs à ENGIE devant être mis à la disposition du public (les statuts, les rapports, les informations financières historiques d'ENGIE, ainsi que des filiales du Groupe incluses ou visées dans le présent Document d'enregistrement universel et celles relatives à chacun des deux exercices précédant le dépôt du présent Document d'enregistrement universel) pourront être consultés au siège social d'ENGIE pendant toute la durée de la validité du présent Document d'enregistrement universel.

Ces documents peuvent également être obtenus en format électronique sur le site internet d'ENGIE (www.engie.com) et, pour certains d'entre eux, sur le site de l'AMF (https://www.amf-france.org/fr).

Le Document d'enregistrement universel d'ENGIE est traduit en anglais.

Outre le présent Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF, le Groupe publie annuellement un Rapport intégré.

Les documents publiés sur le site internet sont disponibles sans frais auprès d'ENGIE, 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie, France.

7.5 RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL

Personne responsable du Document d'enregistrement universel

Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel contenant le rapport financier annuel

"J'atteste que les informations contenues dans le présent Document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omissions de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes annuels et les comptes consolidés, sont établis conformément au corps de normes comptables applicable et donnent une image fidèle et honnête des éléments d'actif et de passif, de la situation financière et des profits ou pertes de l'Emetteur et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion, dont les différentes rubriques sont mentionnées dans le Chapitre 7 du présent Document d'enregistrement universel, présente un tableau fidèle de l'évolution et des résultats de l'Entreprise et de la situation financière de l'Emetteur et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels ils sont confrontés et qu'il a été établi conformément aux normes d'information en matière de durabilité applicables".

Courbevoie, le 13 mars 2025
La Directrice Générale
Catherine MacGregor

7.6 TABLE DE CONVERSION

1 kWh	0,09 m³ de gaz naturel *(soit 1 m³ de gaz = 11 kWh)*
1 GWh	91 000 m³ de gaz naturel
1 TWh ou 1 milliard de kWh	91 millions de m³
1 milliard de m³ de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole *(en Mbep)*

Les unités de conversion mentionnées ci-dessus sont celles couramment utilisées par les professionnels du secteur de l'énergie. Elles sont fournies à titre purement indicatif dans ce document.

7.7 UNITÉS DE MESURE

A	Ampère
Bar	Unité de mesure de la pression des fluides, notamment du gaz naturel (1 bar : 105 Pascal)
Bep	Baril équivalent pétrole (1 baril = 159 litres)
CO_2 éq.	Équivalent dioxyde de carbone
G	Giga *(en milliard)*
GBq	Giga becquerel
GW	Gigawatt *(en milliard de watts)*
GWh	Gigawattheure *(en million de kilowattheures)*
GWhééq	GWh équivalent électrique
J	Joule
k	Kilo *(en mille)*
km	Kilomètres
kW	Kilowatt *(en mille watts)*
kWh	Kilowattheure *(en mille wattheures)*
m	Mètre
m²	Mètre carré
m³	Mètre cube
M	Méga *(en million)*
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MW	Mégawatt *(en million de watts)*
MWc	Mégawatt crête (unité de mesure de puissance des installations solaires photovoltaïques)
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawattheure *(en mille kilowattheures)*
T	Téra *(en mille milliards)*
TBq	Téra becquerel
t/h	Tonne par heure
TWh	Térawattheure *(en milliard de kilowattheures)*
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

7.8 SIGLES ET ACRONYMES

A

AMEA : Asie, Moyen-Orient, Afrique
AMF : Autorité des marchés financiers
ATRD : Accès des tiers au réseau de distribution – voir Glossaire

B

***BtoB* :** *Business to Business* (clientèle d'entreprises)
***BtoC* :** *Business to Consumer* (clientèle de particuliers)

C

CA : Chiffre d'Affaires
CAPEX : *Capital expenditures* (dépenses d'investissement)
CCGT : *Combined Cycle Gas Turbine* (turbine gaz-vapeur)
CEE : Comité d'Entreprise Européen
CEE : Certificat d'économie d'énergie
CEEDD : Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable
CER : *Certified Emission Rec gu*
CNRG : Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance
CRE : Commission de Régulation de l'Energie
CRM : *Capacity Remuneration Mechanism* – voir Glossaire
CSE : Comité Social et Économique
CIT : Comité des Investissements et des Technologies
CSRD : *Corporate Sustainability Reporting Directive* (directive européenne relative au reporting extra-financier en lien avec la durabilité)

D

DPEF : Déclaration de Performance Extra-Financière

E

E&P : Exploration-Production d'hydrocarbures
EBIT : *Earnings Before Interests and Taxes* – voir Glossaire
EBITDA : *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization* – voir Glossaire
EMAS : *Eco Management and Audit Scheme* (Système de Management Environnemental et d'Audit) – voir Glossaire
EMTN : *Euro Medium Term Note* (programme de bons à moyen terme négociables)
ENR : Énergies Renouvelables : éolien, solaire, hydraulique, etc.
ERM : *Enterprise Risk Management* (gestion des risques de l'entreprise)
ESG : Environnement Social Gouvernance
ESRS : *European Sustainaiblity Reporting Standards* (normes européennes de reporting de durabilité depuis 2024)
EUA : *European Union Allowance* (droits d'émission européens)

G

GBU : *Global Business Unit*
GEMS : *Global Energy Management & Sales*
GES : Gaz à Effet de Serre – voir Glossaire
GNL : Gaz Naturel Liquéfié – voir Glossaire

I

IAS : *International Accounting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB jusqu'en 2002)
IASB : *International Accounting Standards Board*
IEG : Industries Électriques et Gazières – voir Glossaire
IFRS : *International Financial Reporting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB depuis 2002)
INCOME : *Internal Control Management Efficiency* (programme de contrôle interne du groupe ENGIE)
ISO : *International Organization for Standardization* – voir Glossaire
IRO : Impacts Risques et Opportunités - voir Glossaire

K

KPI : *Key Performance Indicator* (indicateur clé de performance)

L

LTO : *Long Term Operation*
LEAP : *Locate, Evaluate, Assess, Prepare*

M

MtM : *Mark to Market (fair value investment)*

N

NO_x : Oxyde d'azote

O

ODD : Objectifs de Développement Durable
ONG : Organisation non gouvernementale
OPCVM : Organismes de placement collectif de valeurs mobilières
OPEX : *Operating expenses* (charges d'exploitation)
OTI : Organisme Tiers Indépendant

P

PAMT : Plan d'affaires à moyen terme
PPA : *Power Purchase Agreement* (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)

R

R&D : Recherche et Développement
R&I : Recherche et Innovation
RGPD : Règlement Général sur la Protection des Données
RH : Ressources Humaines
RNRpg : Résultat Net Récurrent part du groupe
ROACE : *Return On Average Capital Employed* (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)
RSE : Responsabilité Sociétale d'Entreprise

S

SBTi : *Science-Based Targets initiative* - voir Glossaire
SI : Système d'Information
SO_2 : Dioxyde de soufre

T

TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*
TRVE : Tarifs réglementés de vente d'électricité
TSR : *Total Shareholder Return* – voir Glossaire

V

VaR : *Value at Risk* (valeur à risque) – voir Glossaire

7.9 GLOSSAIRE

Accès des Tiers au Réseau de Distribution (ATRD)

Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

Actions en auto-détention

Actions de la Société acquises par cette dernière, en vertu d'une autorisation donnée par l'Assemblée Générale. Ces actions sont privées de droits de vote.

Base d'actifs régulés (BAR)

La base d'actifs régulés est la valeur économique des actifs, reconnue par le régulateur, pour les actifs exploités par un opérateur d'infrastructures régulées.

Biogaz

Ensemble des gaz qui résultent de la fermentation des matières organiques (déchets, boues des stations d'épuration, etc.) dans un milieu en raréfaction d'air, tels que le méthane et le dioxyde de carbone. Cette fermentation est le résultat d'une activité bactérienne, naturelle ou contrôlée. À ce titre, le biogaz entre dans la catégorie des énergies renouvelables.

Biomasse

Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Une partie de ce gisement peut être éventuellement exploitable à des fins énergétiques.

Biométhane

Gaz vert composé dans une très large proportion de molécules de méthane. C'est ce gaz qui peut être injecté dans le réseau gaz de ville.

Canalisation de gaz

Conduite assurant le transport d'un gaz combustible.

Capacité de transport

Charge maximale admissible en permanence d'un moyen d'exploitation en tenant compte de la stabilité de ses paramètres de fonctionnement et de la chute de pression.

Capacity Remuneration Mechanism

Instrument destiné à compléter les marchés d'énergie avec un marché de capacités qui garantit la disponibilité de capacités suffisantes pour assurer l'approvisionnement en électricité.

Centrale à cycle combiné à vapeur

Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbogénérateur.

Centrale thermique

Installation dans laquelle l'énergie chimique contenue dans des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux est transformée exclusivement en énergie électrique à l'aide de chaudières et de turbines à vapeur.

Certified Emission Reduction (CER)

Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre délivré à des industriels ayant investi dans des pays en voie de développement pour y réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les CER ne sont pas directement échangeables, mais restituables en lieu et place de quotas de CO_2, un CER équivalant alors à un quota.

Code Afep-Medef

Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées (en France), dans sa version publiée par l'Afep-Medef en décembre 2022.

Cogénération

Technique permettant, à partir d'un seul combustible qui peut être le gaz naturel, de produire simultanément de la chaleur (vapeur ou eau surchauffée ou mélange d'air et de produits de combustion) et de l'électricité.

Commercialisateur

Vendeur d'énergie à des tiers (client final, distributeur, etc.).

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz – Belgique (CREG)

Organisme autonome, investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz. Par ailleurs, la CREG surveille et contrôle l'application des lois et réglementations. Un Conseil général, composé de représentants des gouvernements fédéral et régionaux, des organisations représentatives des travailleurs, des employeurs et des classes moyennes, des associations environnementales ainsi que des producteurs, des distributeurs et des consommateurs, supervise son fonctionnement.

Commission de Régulation de l'Énergie – France (CRE)

La Commission de Régulation de l'Énergie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.

Corporate PPA (Power Purchase Agreement)

Un *Power Purchase Agreement Corporate* ("contrat d'achat d'électricité" ou *Corporate PPA* est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité final.

Décarbonation

Activités visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique.

Dessalement

Procédé permettant de réduire la concentration en sels des eaux afin de les rendre propres à la consommation humaine ou animale ainsi que pour divers usages, notamment industriels.

Distribution

Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.

EBIT

Résultat courant avant intérêts et impôts, après quote-part du résultat net récurrent des sociétés mises en équivalence.

EBITDA

EBIT avant dépréciation et amortissement.

Électricité verte

L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.

Eco Management and Audit Scheme (EMAS)

Système de Management Environnemental et d'Audit, fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.

Énergie renouvelable

Énergie produite à partir de sources non fossiles renouvelables, à savoir l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique ou photovoltaïque, l'énergie géothermique, l'énergie ambiante, l'énergie marémotrice, houlomotrice ou osmotique et les autres énergies marines, l'énergie hydroélectrique, la biomasse, les gaz de décharge, les gaz des stations d'épuration d'eaux usées et le biogaz.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz atmosphérique qui contribue à maintenir la chaleur émise sur terre par le soleil. Les industries, les voitures, le chauffage, l'élevage, etc. produisent des gaz dont certains renforcent l'effet de serre. L'augmentation significative des gaz à effet de serre produits par l'activité humaine est, entre autres, responsable du réchauffement de la planète et de ses conséquences sur l'écosystème.

Gaz bas-carbone

Gaz constitué principalement de méthane qui peut être injecté et transporté de façon sûre dans le réseau de gaz naturel et dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales à un seuil fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Gaz Naturel Liquéfié (GNL)

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à -162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.

Gaz vert

Gaz combustible bas carbone produit à partir de la fermentation de matières organiques. Terme générique qualifiant un gaz d'origine renouvelable, produit à partir de déchets organiques (déchets ménagers, déchets de l'agro-industrie, de l'agriculture, etc.).

Hydrogène vert

Hydrogène produit par électrolyse de l'eau à partir d'une source d'électricité d'origine renouvelable.

Industries électriques et gazières (IEG)

Ensemble des entreprises qui produisent, transportent ou distribuent de l'électricité ou du gaz en France et qui satisfont aux dispositions de la loi de nationalisation du 8 avril 1946. La branche des IEG regroupe l'ensemble des entreprises dont le personnel relève du statut du personnel des IEG.

International Organization for Standardization (ISO)

Organisation visant à définir des référentiels (norme/standard industriel utilisé comme référentiel).

Impacts Risques et Opportunités (IRO)

Ensemble des impacts, risques et opportunités, identifiés lors de l'analyse de double matérialité. Les impacts désignent les effets des activités de l'entreprise sur la société et l'environnement, les risques sont les menaces liées aux enjeux de durabilité, et les opportunités représentent les avantages à tirer d'une transition durable. Dans le cadre de l'application de la CSRD, l'entreprise doit expliquer comment ces impacts, risques et opportunités sont gérés et maitrisés.

ISO 14001

Norme internationale destinée à vérifier l'organisation des procédures et méthodes d'unités organisationnelles d'une entreprise, ainsi que la mise en place efficace de la politique de l'environnement et de ses objectifs environnementaux.

Joint-venture

Terme anglais communément utilisé pour décrire un projet dans lequel deux entités ou plus participent. Pour les principes et méthodes de consolidation applicables aux différents types de partenariat selon les normes IFRS, se reporter à la Note 1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Liquéfaction du gaz naturel

Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.

Modulation

Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas des États-Unis).

Net Zéro (Carbone)

Objectif d'atténuation du changement climatique d'une entreprise visant à réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) d'au minimum 90% par rapport à 2017 pour ENGIE) et neutraliser les émissions résiduelles difficilement abattables par la contribution à l'accroissement des puits de carbone.

Neutralité carbone

Equilibre entre les émissions de gaz à effet de serre (GES) et les absorptions carbones à l'échelle mondiale.

Prestataire de Services d'Investissement (PSI)

Entreprise de crédit ou établissement de crédit ayant reçu un agrément pour réaliser des services d'investissements et dont le rôle principal est de transmettre et de traiter les ordres de bourse.

Qmax

Un navire de taille Q-Max mesure 345 mètres (1 132 pieds) de long et mesure 53,8 mètres (177 pieds) de large et 34,7 mètres (114 pieds) de haut, avec un tirant d'eau d'environ 12 mètres (39 pieds).

Il a une capacité de GNL de 266 000 mètres cubes (9 400 000 pieds cubes), soit 161 994 000 mètres cubes (5,7208 × 109 pieds cubes) de gaz naturel.

Réseau principal

Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.

Réseau régional

Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.

SBTi (certification)

Certification portée par la Science-Based Targets Initiative (SBTi) qui valide que les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'une entreprise sont conformes aux recommandations scientifiques et alignés avec l'Accord de Paris visant à limiter l'augmentation de la température moyenne mondiale bien en dessous de 2°C au-dessus des niveaux préindustriels et poursuivre les efforts pour limiter l'augmentation de la température à 1,5°C.

Scopes 1, 2 et 3

ENGIE établit annuellement un bilan GES (scopes 1, 2 et 3) au périmètre du Groupe calculé suivant les principes du *GHG Protocol Corporate Standard* :

- le scope 1 couvre la production d'électricité par combustion d'énergies fossiles dans des centrales possédées ou contrôlées par ENGIE, les émissions de méthane sur infrastructures contrôlées par ENGIE, les flottes de véhicules ENGIE ;
- le scope 2 couvre la production de l'électricité, de la chaleur ou du froid achetés et consommés par ENGIE pour usage propre ;
- le scope 3 couvre, en amont, l'achat pour revente d'électricité et de chaleur, la fabrication de biens, de services ou d'équipements immobilisés, achetés ou loués par ENGIE (incluant leur fin de vie), la chaîne amont des combustibles (extraction et transport de matières premières), et en aval, les consommations finales des volumes de gaz vendus par ENGIE, la production d'électricité dans centrales non contrôlées (mises en équivalence) par ENGIE.

Smart energy

Système énergétique économiquement efficace, durable et sécurisé dans lequel la production d'énergie renouvelable, les infrastructures et la consommation sont intégrées et coordonnées localement au moyen de services énergétiques, d'utilisateurs actifs et de technologies digitales.

Stockage

Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.

Stockage souterrain

Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Stress test

Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.

Take-or-pay

Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

Terminal méthanier

Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).

Tolling

Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz, etc.) en électricité.

Total Shareholder Return (TSR)

Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.

Trading d'énergie

Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).

Transport

Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.

Value at Risk (VaR)

La *Value at Risk* est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading.

À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1%, soit deux ou trois fois par an.

Virtual Power Plant (VPP)

Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.

7.10 INDEX THÉMATIQUE

Thèmes	Pages
Acquisitions	24, 110, 138, 140, 294, 295, 297, 305, 319, 329, 331, 332, 342, 344, 360, 363, 375, 380, 382, 389, 391, 396, 401, 405, 407, 417, 470, 485, 497
Actionnariat	150, 151, 152, 303, 318, 319
Actions de Performance	107, 151, 152, 269, 273 à 278, 280, 281, 282, 287 à 290, 292, 295, 299, 432, 433
Administrateur	90, 107, 240 à 244, 246, 248, 249, 251, 252, 254, 255, 258 à 271, 284, 285, 286, 290, 291, 300, 301, 349, 434, 435, 495, 496
Assemblée Générale	3, 19, 86, 106, 240, 258, 262, 263, 286, 300, 301, 302, 320, 350, 417, 443, 448, 499, 501
Assurances	45, 46, 56, 57, 63, 86, 94, 103, 489
Capital social	280, 292, 297 à 300, 303 à 306, 319, 417, 418, 451, 466, 470, 498
Capitaux propres	18, 333, 334, 335, 338, 339, 340, 341, 342, 350,
Cessions	111, 122, 138, 148, 268, 330, 342, 359, 363, 372, 373, 380, 382, 391, 392, 396, 401, 407, 453
Changement climatique	19, 21, 23, 24, 39, 44, 49, 50, 69, 70, 82, 93, 94, 96, 102 à 110, 115, 128, 136, 137, 173, 204 à 215, 220, 230, 232, 233, 234, 265, 270, 381, 425, 511.
Code Afep-Medef	240, 241, 242, 258, 259, 260, 262, 263, 273, 276, 281, 286, 287, 289, 290, 301, 510
Comité Exécutif	19, 45, 62, 63, 64, 65, 78, 87, 90, 106, 107, 120, 158, 178, 184, 194, 230, 233, 262, 272, 273 à 295, 384, 435, 496
Commissaires aux comptes	64, 65, 79, 149, 218 à 222, 232, 233, 263 à 268, 296, 301 à 309, 316, 317, 442 à 449, 499 à 502
Conflits d'intérêts	185, 187, 258, 264, 296, 352
Conseil d'Administration	4, 6, 90, 102, 106, 120, 228, 240 à 250, 258 à 302, 320, 350, 434, 493, 496
Contrôle interne	45 à 65, 78, 90, 102, 163, 164, 183, 184
Conventions réglementées	258, 296, 297, 302
Dette financière	322, 358, 395, 408, 435
Développement durable	19, 20, 87, 90, 101, 102, 157, 167, 171, 177, 189, 190, 234, 235, 317, 365, 387
Direction Générale	9, 59, 62, 90, 240, 264, 272, 284
Diversité	16, 63, 73, 99, 143 à 148, 153 à 155, 160, 227, 235, 240, 241, 260, 265, 266, 269, 324,
Dividendes	48, 302, 320, 331, 334, 340 à 342, 350, 353 à 355, 363, 390, 391, 418, 419, 436, 465, 467, 470, 471, 480, 481, 498, 500
Effectifs	18, 21, 84, 141, 282, 479
État français	240, 251, 298, 319
Éthique	62, 75, 76, 106, 120, 137, 141, 143, 162, 167, 168, 171, 184 à 191, 223 à 225, 235 à 237, 270
Filiales	8, 10, 23, 26, 30, 78, 95, 107, 138, 150, 151, 162, 164, 165, 223, 336, 342, 346 à 351
Gestion des risques	14, 15, 19, 23, 45 à 61, 102, 121, 129, 137, 144, 166, 169, 177, 223 à 253, 268, 346, 402, 482
Gouvernance	19 à 21, 63, 86, 90, 92, 95, 102, 120, 147, 167, 175, 181, 222, 230, 237, 239 à 302, 346, 350
Impôts	48, 329, 330, 337, 338, 356, 362, 364, 372 à 377, 419, 435, 452, 472, 473, 481, 498
Mandataires sociaux	46, 240 à 301, 306, 496, 501
Notations	19, 21, 107, 177, 336, 399, 411
Recrutement	60, 91, 99, 143, 144, 154, 155, 156, 159, 188, 261
Règlement Intérieur	258, 262, 263, 265
Rémunération	23, 73, 90, 92, 106, 107, 147, 150 à 157, 232, 263 à 301, 340, 378, 496
Résultat net part du Groupe	17, 18, 322, 323, 329, 330, 337, 351, 361, 373, 378
Retraites	54, 146, 151, 153, 279, 291, 364, 426, 429 à 431, 491 à 498
Santé-sécurité	21, 58 à 53, 73, 74, 100, 161 à 176, 223 à 238, 265, 270, 275, 290, 324
Statuts	4, 19, 240, 263, 264, 300, 301, 320, 504 à 506
Taxonomie	19, 78, 84, 103, 136 à 140, 204 à 216, 270
Transition énergétique	2 à 4, 9, 13 à 15, 25 à 36, 44, 47 à 55, 69, 80, 93 à 109, 131 à 149, 173, 178 à 181, 233, 313, 314, 334, 346, 386, 387, 425, 504
Trésorerie	18, 138, 192, 309, 336 à 345, 351 à 364, 371 à 424, 432 à 456, 465, 482 à 484, 500

7.11 TABLE DE CONCORDANCE

Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017 (Prospectus) et Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019

La présente table de concordance permet d'identifier les informations requises par l'annexe 1 (sur renvoi de l'annexe 2) du Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 complétant le Règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil conformément au schéma du prospectus et de croiser celles-ci avec les Sections du Document d'enregistrement universel 2024 :

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2024		Page
1. Personnes responsables, informations provenant de tiers, rapports d'experts et approbation de l'autorité compétente			
1.1 Nom et fonction des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	506
1.2 Déclaration des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	506
1.3 Déclaration ou rapport attribué à une personne intervenant en qualité d'expert	NA		NA
1.4 Attestation d'un tiers	NA		NA
1.5 Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente		Encart AMF	1
2. Contrôleurs légaux des comptes			
2.1 Nom et adresse des contrôleurs légaux des comptes	4.3.7	Mandats des Commissaires aux comptes	301
2.2 Démission, révocation ou non-renouvellement des contrôleurs légaux des comptes	NA		NA
3. Facteurs de risques	2	Facteurs de risque et contrôle interne	43
4. Informations concernant l'émetteur			
4.1 Raison sociale et nom commercial	7.1.1	Raison sociale et nom commercial	502
4.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	502
4.3 Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	1.1.2	Histoire et évolution de la Société	8
	7.1.3	Date de constitution et durée de vie	502
4.4 Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	7.1.4	Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet	502
5. Aperçu des activités			
5.1 Principales activités	1.1.1	Présentation	8
	1.1.3	Organisation du Groupe	9
	1.2	Stratégie et objectifs	13
	1.6	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024	22
5.2 Principaux marchés	6.2.2	Comptes consolidés – Note 6.2 (Indicateurs clés par secteur reportable) et Note 6.3 (Indicateurs clés par zone de commercialisation/d'implantation)	365 268
5.3 Événements importants	1.6	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024	22
5.4 Stratégie et objectifs	1.2	Stratégie et objectifs	13
5.5 Degré de dépendance de l'émetteur à l'égard de brevets oude licences, de contrats industriels, commerciaux ou financiers ou de nouveaux procédés de fabrication	2.2	Facteurs de risques	47
5.6 Déclaration sur la position concurrentielle	1.1.1	Présentation	8

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2024		Page
5.7 Investissements			
5.7.1 Principaux investissements réalisés	6.1.1.2.3	Investissements (CAPEX)	332
5.7.2 Principaux investissements en cours	1.2	Stratégie et objectifs	13
	1.6	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024	22
5.7.3 Co-entreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.2.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2024) et Note 3 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	346 352
5.7.4 Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.1.2	Informations environnementales	102
6. Structure organisationnelle			
6.1 Description sommaire du Groupe	1.1.3	Organisation du Groupe	9
6.2 Liste des filiales importantes	6.2.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2024)	346
7. Examen de la situation financière et du résultat	6.1.1	Rapport d'activité	322
7.1 Situation financière	6.1.1.2	Évolution de l'endettement financier net	331
	6.1.1.3	Autres postes de l'état de la situation financière	333
7.1.1 Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	6.1.1	Rapport d'activité	322
7.1.2 Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche et innovation	15
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 13.2.4 (Information sur les frais de recherche et développement)	381
7.2 Résultats d'exploitation			
7.2.1 Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquentsou nouveaux développements	6.1.1.1	Résultats ENGIE au 31 décembre 2024	322
	6.1.1.1.9	Revue des données de l'année 2024	325
7.2.2 Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	6.1.1.1	Résultats ENGIE au 31 décembre 2024	322
	6.1.1.1.9	Revue des données de l'année 2024	325
8. Trésorerie et capitaux			
8.1 Informations sur les capitaux	6.1.1.3	Autres postes de l'état de la situation financière	333
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 5.4 (Capitaux engagés industriels)	362
		Note 14.3.1 (Endettement financier net par nature)	395
		Note 16 (Éléments sur les capitaux propres)	417
8.2 Flux de trésorerie	6.1.1.2	Évolution de l'endettement financier net	331
8.3 Besoins de financement et structure de financement	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	336
	5.2	Titres non représentatifs du capital	307
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)	389
8.4 Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2	Restriction à l'utilisation des capitaux	336
8.5 Sources de financement attendues	6.1.2.3	Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	336

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2024		Page
9. Environnement réglementaire	1.6	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024	22 47
	2.2.1	Risques politiques et réglementaires	
10. Information sur les tendances			
10.1 Principales tendances récentes ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente, tout changement significatif dans la performance financière du Groupe ou fournir une déclaration négative appropriée	1.2	Stratégie et objectifs	13
	6.1	Examen de la situation financière	322
10.2 Tendances susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
11. Prévisions ou estimations du bénéfice			
11.1 Prévision ou estimation du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
11.2 Déclaration énonçant les principales hypothèses	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
11.3 Déclaration relative aux bases d'établissement et d'élaboration des précisions et estimations du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale			
12.1 Informations concernant les membres des organes d'administration et la Direction Générale	4.1	Organisation et fonctionnement de la gouvernance	240
	4.1.3	Direction Générale	272
12.2 Conflits d'intérêts	4.1.1.4	Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation, contrat de services et lien familiaux	258
13. Rémunération et avantages			
13.1 Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.2	Rémunérations des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif	273
13.2 Montant total des sommes provisionnées ou constatées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	4.2	Rémunérations des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif	273
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction			
14.1 Date d'expiration des mandats	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	240
14.2 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	4.3.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	296
14.3 Information sur le Comité d'Audit et le Comité de Rémunération	4.1.2.4	Les comités	266
14.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.2	Activités et Fonctionnement du Conseil d'Administration	263
	4.4	Code de gouvernement d'entreprise	301
14.5 Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.1.1.10	Évolution de la composition du Conseil d'Administration	262
15. Salariés			
15.1 Nombre de salariés	3.1.3.2.2	Présentation détaillée des salariés d'ENGIE	145
15.2 Participations et stock-options	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	244
	4.2	Rémunérations des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif	273
15.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.1.3.2.3	Conditions de travail et dialogue social	147

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2024		Page
16. Principaux actionnaires			
16.1 Actionnaires détenant plus de 5% du capital ou des droits de votes	5.1.1	Capital social et droits de vote	304
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	319
16.2 Existence de droits de vote différents	5.1.1.3	Droits de vote	304
	5.4.4	Action spécifique	319
16.3 Contrôle de l'émetteur	5.4.2	Répartition du capital	318
	5.4.4	Action spécifique	319
16.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	319
17. Transactions avec des parties liées			
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	296
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	302
18. Informations financières concernant l'actif et la passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur			
18.1 Informations financières historiques	6.2	Comptes consolidés	337
	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	443
	6.4	Comptes sociaux au 31 décembre 2024	450
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	499
18.2 Informations financières intermédiaires	6.2	Comptes consolidés	337
18.3 Audit des informations financières annuelles historiques	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	443
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	499
18.4 Informations financières pro forma	NA		NA
18.5 Politique en matière de dividendes	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	320
18.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2.2	Comptes consolidés – Note 23 (Contentieux et enquêtes)	437
	7.3	Litiges et arbitrage	506
18.7 Changement significatif de la situation financière	6.2.2	Comptes consolidés – Note 24 (Événements postérieurs à la clôture)	441
19. Informations supplémentaires			
19.1 Capital social	5.1	Informations sur le capital	304
19.1.1 Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	5.1.1	Capital social et droits de vote	304
	5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	304
	4.3.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	297
19.1.2 Actions non représentatives du capital	5.2	Titres non représentatifs du capital	307
19.1.3 Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	5.1.4.3	Valeur comptable et valeur nominale	306
19.1.4 Valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	NA		NA

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2024		Page
19.1.5 Droits d'acquisition et/ou toute obligation attachée au capital autorisé, mais non émis, ou toute entreprise visant à augmenter le capital	NA		NA
19.1.6 Options sur le capital de membres du Groupe	5.4.4	Action spécifique	319
19.1.7 Historique du capital social	5.1.3	Évolution du capital social au cours des cinq derniers exercices	305
19.2 Acte constitutif et statuts			
19.2.1 Registre et objet social	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	504
	7.1.5	Objet social	504
19.2.2 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	5.4.4	Action spécifique	319
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	300
19.2.3 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	319
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	300
20. Contrats importants	7.2	Contrats importants	505
21. Documents disponibles	7.4	Documents accessibles au public	506

Table de concordance du rapport financier annuel

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier, dans le présent Document d'enregistrement universel, les informations qui constituent le rapport financier annuel devant être publié par les sociétés cotées conformément aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du Règlement général de l'AMF.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Comptes annuels	6.4	Comptes sociaux au 31 décembre 2024	450
Comptes consolidés	6.2	Comptes consolidés	337
Rapport de gestion		Voir table de concordance spécifique ci-après	518
Rapport sur le gouvernement d'entreprise		Voir table de concordance spécifique ci-après	518
Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	506
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	499
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	443
Rapport de certification sur les informations en matière de durabilité	3.1.6	Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024	218

Table de concordance du rapport de gestion (auquel sont joints le rapport sur le gouvernement d'entreprise et les informations en matière de durabilité)

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier les informations devant figurer au sein du rapport de gestion, selon les dispositions du Code de commerce applicables aux sociétés anonymes à Conseil d'Administration.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
1. SITUATION ET ACTIVITÉ DU GROUPE			
Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	6.1.1	Rapport d'activité	322
	6.1.1.1.9	Revue des données de l'année 2024	325
	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	336
	6.2	Comptes consolidés	337
Indicateurs clefs de performance de nature financière	1.4.3	Chiffres clés financiers 2024	18
Indicateurs clefs de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	1.5.2	Atteinte des objectifs ESG à horizon 2030	20
Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le Rapport de gestion est établi	6.2.2	Comptes consolidés – Note 24 (Événements postérieurs à la clôture)	441
Succursales existantes	NA	NA	NA
Prises de participation significatives dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	6.2.2	Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre)	359
Aliénations de participations croisées	NA	NA	NA
Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
Activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche et innovation	15
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 13.2.4 (Information sur les frais de recherche et développement)	381
Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des cinq derniers exercices	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	498
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	6.1.1.5	Comptes sociaux	335
Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration des Commissaires aux comptes	NA	NA	NA
2. CONTRÔLE INTERNE ET GESTION DES RISQUES			
Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	2.2	Facteurs de risques	47
	3.1	État de durabilité	68
Indications sur les risques financiers liés aux effets du changement climatique et la présentation des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité	2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	49
	3.1.2	Informations environnemtales	102

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principale de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	2	Facteurs de risque et contrôle interne	43
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)	389
		Note 15 (Risques liés aux instruments financiers)	402
Dispositif anti-corruption	3.1.4.1	Éthique et conduite des affaires	184
Plan de vigilance et compte rendu de sa mise en œuvre effective	3.2	Plan de vigilance	223
3. RAPPORT SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE			
Informations sur les rémunérations			
Politique de rémunération des mandataires sociaux	4.2.3	Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux pour l'exercice 2025 *(say on pay ex-ante)*	286
	4.2.4	Politique de rémunération des Administrateurs pour l'exercice 2025	291
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice ou attribués au titre de l'exercice à chaque mandataire social	4.2.1.3	Synthèse des rémunérations des dirigeants mandataires sociaux pour 2024	277
Proportion relative de la rémunération fixe et variable	4.2.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2024 (*say on pay ex-post*)	273
Utilisation de la possibilité de demander la restitution d'une rémunération variable	NA	NA	NA
Engagements de toute nature pris par la Société au bénéfice de ses mandataires sociaux, correspondant à des éléments de rémunération, des indemnités ou des avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la prise, de la cessation ou du changement de leurs fonctions ou postérieurement à l'exercice de celles-ci	4.2.1.1	Rémunération du Président du Conseil d'Administration – Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence	273
	4.2.1.2	Rémunération de la Directrice Générale – Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence	276
Rémunération versée ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	NA	NA	NA
Ratios entre le niveau de rémunération de chaque dirigeant mandataire social et les rémunérations moyenne et médiane des salariés de la Société	4.2.1.5	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	283
Évolution annuelle de la rémunération, des performances de la Société, de la rémunération moyenne des salariés de la Société et des ratios susvisés au cours des cinq exercices les plus récents	4.2.1.5	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	282
Explication de la manière dont la rémunération totale respecte la politique de rémunération adoptée, y compris dont elle contribue aux performances à long terme de la Société et de la manière dont les critères de performance ont été appliqués	4.2.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2024 (*say on pay ex-post*)	273
Manière dont a été pris en compte le vote de la dernière Assemblée Générale Ordinaire prévu au I de l'article L. 22-10-34 du Code de commerce	NA	NA	NA

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Écart par rapport à la procédure de mise en œuvre de la politique de rémunération et toute dérogation	NA	NA	NA
Application des dispositions du second alinéa de l'article L. 225-45 du Code de commerce (suspension du versement de la rémunération des Administrateurs en cas de non-respect de la mixité du Conseil d'Administration)	NA	NA	NA
Attribution et conservation des options par les mandataires sociaux	NA	NA	NA
Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	4.2.1.2	Rémunération de la Directrice Générale – Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)	276
	4.2.6	Attribution d'Actions de Performance	292
Informations sur la gouvernance			
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	244
	4.1.1.6	Situation de cumul des mandats des Administrateurs	260
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	4.3.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	296
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	296
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	302
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée Générale en matière d'augmentations de capital	4.3.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	297
Modalités d'exercice de la direction générale	4.1.3	Direction Générale	272
Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	240
	4.1.2	Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration	263
Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	4.1.1.7	Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration	260
Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	4	Gouvernement d'entreprise	239
	4.1.2	Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration	263
Référence à un Code de gouvernement d'entreprise et application du principe "*comply or explain*"	4.4	Code de gouvernement d'entreprise	301
Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée Générale	4.1.1.10	Évolution de la composition du Conseil d'Administration	262
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	300
Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	4.3.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	296
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	296
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	302
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange	4.3.6	Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE	301

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Système de contrôle interne et de gestion des risques			
Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	2.1	Processus de gestion des risques	45
	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	64
4. ACTIONNARIAT ET CAPITAL			
Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	5.4.2	Répartition du capital	318
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	319
	5.4.4	Action spécifique	319
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.1.4	Rachat d'actions	305
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 16 (Éléments sur capitaux propres)	417
État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	5.4.2	Répartition du capital	318
	3.1.3.2.3	Conditions de travail et dialogue social	147
Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	NA	NA	NA
Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	4.2.6.4	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2024	295
Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	320
5. INFORMATIONS EN MATIERE DE DURABILITE			
Modèle commercial et stratégie de la Société	3.1.1	Informations générales	77
	3.1.1.2	Stratégie - Modèle d'affaires - Chaîne de valeur	79
Objectifs que s'est fixés la Société en matière de durabilité et les progrès accomplis dans la réalisation de ces objectifs	3.1	État de durabilité	67
Rôle des organes de direction et d'administration concernant les enjeux de durabilité, ainsi que les compétences et l'expertise des membres de ces organes à cet égard	3.1.1	Informations générales	77
	3.1.2	Informations environnementales	102
Politiques de la Société en ce qui concerne les enjeux de durabilité	3.1	État de durabilité	67
Incitations liées aux enjeux de durabilité octroyées par la Société aux membres des organes de direction et d'administration	3.1.1	Informations générales	77
Procédure de vigilance raisonnable mise en œuvre par la Société concernant les enjeux de durabilité et les impacts négatifs recensés dans ce cadre	3.1.1	Informations générales	77
Principaux impacts négatifs potentiels ou réels, les mesures prises pour recenser, surveiller, prévenir, éliminer ou atténuer ces impacts négatifs et les résultats obtenus à cet égard	3.1	État de durabilité	67
Principaux risques pour la Société liés aux enjeux de durabilité, y compris ses principales dépendances, et la manière dont elle gère ces risques	3.1	État de durabilité	67
6. AUTRES INFORMATIONS			
Informations fiscales complémentaires	6.2.2	Comptes consolidés – Note 11 (Impôts)	374
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2.2	Comptes consolidés – Note 23 (Contentieux et enquêtes)	437
	7.3	Litiges et arbitrages	506

Crédits photos :
ENGIE/MIRO/MEYSSONNIER ANTOINE.
Centrale solaire photovoltaïque de Bollène (Vaucluse, France).

Cession de droits d'auteur :
Tous droits cédés pour communication interne et externe (Monde) hors achat d'espace, publi-reportage, objets publicitaires, livres vendus ou toute autre exploitation commerciale et hors cinéma et télédiffusion.



Conception graphique de ce document par PricewaterhouseCoopers Advisory
Contact : fr_content_and_design@pwc.com

Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros

Siège social : 1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie – France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00

SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651

engie.com

Certifié conforme à l'original

Le secrétaire du Conseil d'Administration
Mathilde Brabant

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2024

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



SOMMAIRE

1 Présentation du Groupe 7

RFA 1.1 Histoire et organisation 8
RFA 1.2 Stratégie et objectifs 13
RFA 1.3 Recherche et innovation 15
RFA 1.4 Performance financière 17
RFA 1.5 Performance Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG) 19
1.6 Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024 22
1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 40

2 Facteurs de risque et contrôle interne RFA 43

2.1 Processus de gestion des risques 45
2.2 Facteurs de risque 47
2.3 Procédures de contrôle interne 62

3 État de durabilité et plan de vigilance RFA 67

3.1 État de durabilité 68
3.2 Plan de vigilance 223

4 Gouvernement d'entreprise 239

RFA 4.1 Organisation et fonctionnement de la gouvernance 240
RFA 4.2 Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif 273
RFA 4.3 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 296
RFA 4.4 Code de gouvernement d'entreprise 301
4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 302

5 Informations sur le capital et l'actionnariat 303

RFA 5.1 Informations sur le capital 304
RFA 5.2 Titres non représentatifs du capital 307
5.3 Obligations vertes 308
RFA 5.4 Actionnariat 318
5.5 Calendrier des communications financières 320

6 Informations financières RFA 321

6.1 Examen de la situation financière 322
6.2 Comptes consolidés 337
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 443
6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2024 450
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 499

7 Informations complémentaires 503

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 504
7.2 Contrats importants 505
RFA 7.3 Litiges et arbitrages 506
7.4 Documents accessibles au public 506
RFA 7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 506
7.6 Table de conversion 507
7.7 Unités de mesure 507
7.8 Sigles et acronymes 508
7.9 Glossaire 509
7.10 Index thématique 512
7.11 Table de concordance 513

Les éléments du rapport financier annuel sont identifiés dans le sommaire à l'aide du pictogramme RFA



DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2024

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

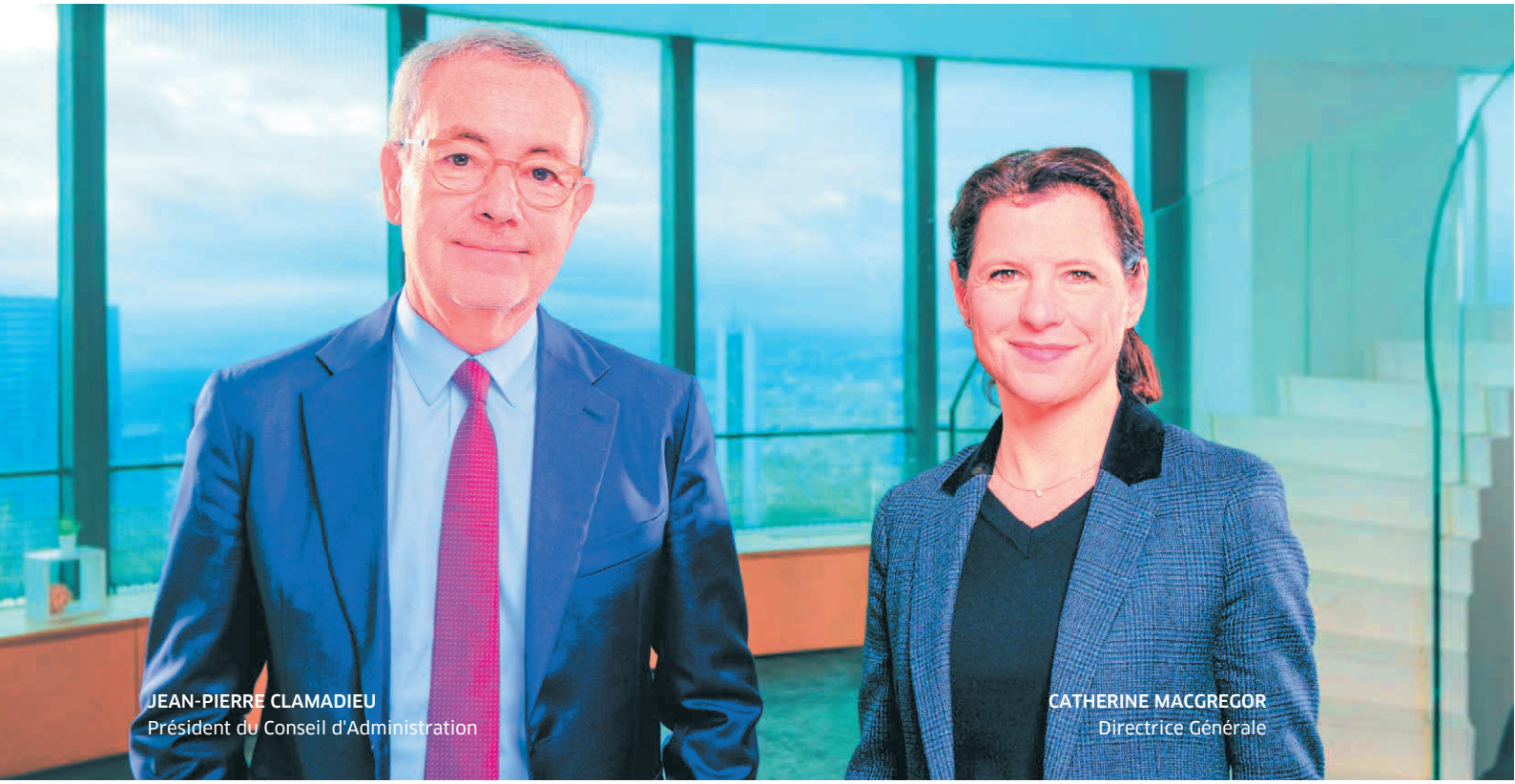
ENGIE est un acteur mondial de l'énergie, centré sur les renouvelables et les infrastructures énergétiques décentralisées bas carbone, soutenant la décarbonation de ses clients. Grâce à notre approche industrielle et guidés par notre raison d'être, nous avons une position unique pour construire le système énergétique bas carbone de demain et relever les défis du changement climatique

AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le présent Document d'enregistrement universel a été déposé le 13 mars 2025 sous le numéro D.25-0091 auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), en sa qualité d'autorité compétente au titre du Règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement. Le Document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au Document d'enregistrement universel. L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au Règlement (UE) 2017/1129.

Le rapport financier annuel est une reproduction de la version officielle du rapport financier annuel qui a été établie au format ESEF (European Single Electronic Format) et est disponible sur le site www.engie.com.

NOS RÉSULTATS REFLÈTENT NOTRE ENGAGEMENT COLLECTIF POUR FAIRE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE UNE RÉALITÉ



JEAN-PIERRE CLAMADIEU
Président du Conseil d'Administration

CATHERINE MACGREGOR
Directrice Générale

Quel regard portez-vous sur les transformations du paysage énergétique mondial ?

Jean-Pierre Clamadieu : 2024 a été une année intense, marquée par un contexte politique instable dans un certain nombre de pays où le Groupe est présent, et en tant qu'énergéticien, nous y sommes évidemment sensibles.

En Europe, les priorités de la nouvelle Commission et du Parlement s'articulent autour de la transformation du *Green Deal* en *Clean Industrial Deal*, avec les mêmes objectifs mais avec une attention portée à la simplification des réglementations et à la consolidation de la compétitivité de l'industrie. Aux États-Unis, l'élection de Donald Trump suscite des interrogations sur l'avenir des politiques climatiques.

Sur le plan économique, la persistance de taux d'intérêt élevés au niveau mondial freine les investissements dans les énergies renouvelables.

Sur le plan climatique enfin, l'année 2024 a été la plus chaude jamais enregistrée et la première au-dessus de 1,5 °C. Malgré l'urgence, les efforts au niveau mondial restent insuffisants : la COP 29 s'est soldée par un bilan mitigé.

Dans ce paysage, notre Groupe reste bien positionné et poursuit la mise en œuvre de sa stratégie tout en faisant preuve d'adaptabilité et de résilience. Il est en ordre de marche pour aborder les prochaines étapes de sa trajectoire de croissance.

Catherine MacGregor : Dans ce contexte d'incertitudes, la transition énergétique bénéficie néanmoins de tendances de fond, nous le constatons dans toutes nos activités.

Les marchés de l'énergie continuent d'évoluer rapidement, avec un besoin croissant de solutions de flexibilité pour garantir la stabilité du système énergétique, à mesure que les énergies renouvelables deviennent une source majeure de production et que la demande des clients pour une énergie décarbonée s'accroît.

"Notre Groupe reste bien positionné et poursuit la mise en œuvre de sa stratégie."

Ces technologies sont désormais plus abordables. La diversification des chaînes d'approvisionnement a progressé depuis la crise, même si les tensions géopolitiques nous invitent à la prudence. Le digital contribue à cette accélération en optimisant la production d'énergie renouvelable.

Portée par ces tendances de fond, la transition énergétique s'est accélérée : les énergies renouvelables ont représenté près de 50% de la production d'électricité de l'Union européenne en 2024. La course à la décarbonation est désormais mondiale : la Chine concentre la moitié des nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable installées cette année, et d'autres pays accélèrent, comme l'Inde.

Pour autant, dans un monde où l'argent public est compté, nous ne réussirons la transition qu'à condition de la rendre abordable pour tous. Cela implique de nous concentrer sur les projets les plus compétitifs. Pour cela ENGIE peut compter sur ses fondamentaux, qui sont solides, ainsi que sur sa capacité à continuer à se transformer dans un environnement dynamique.

Dans ce contexte de concurrence mondiale accrue, comment l'Europe peut-elle renforcer sa compétitivité ?

Jean-Pierre Clamadieu : Face à la concurrence des États-Unis et de la Chine, l'Europe doit faire de la transition énergétique un levier de sa réindustrialisation et de la compétitivité de son industrie.

Nous avons la chance de pouvoir nous appuyer sur un marché largement mais pas totalement intégré, et la complémentarité des systèmes de production entre États contribue à renforcer sa résilience. Nous devons investir dans le déploiement des réseaux électriques et des solutions de flexibilité, essentiels au système décarboné de demain. Il faut aussi mieux cibler les financements pour accélérer le développement des technologies les moins matures (biométhane 2G, hydrogène et ses dérivés), cruciales pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Enfin, nous avons besoin de simplification et de pragmatisme.

La Commission a montré sa volonté de prendre à bras le corps le sujet de la compétitivité industrielle à travers deux chantiers majeurs dont nous soutenons la mise en œuvre, le *Clean Industrial Deal* et la simplification réglementaire, cela va dans la bonne direction.

Comment ENGIE accompagne-t-il ses clients dans le contexte actuel ?

Catherine MacGregor : Nous apportons des solutions concrètes à nos clients, entreprises, collectivités et particuliers, partout où nous opérons. Nous accompagnons la décarbonation des entreprises qui ont un besoin croissant d'énergie verte, à commencer par les acteurs de la tech : nous avons signé de nombreux contrats d'achat d'électricité verte (*Power Purchase Agreements*) avec les GAFAM, mais aussi des entreprises comme Carrefour. Nous accompagnons également les industriels comme BASF dans le domaine des gaz verts, en leur fournissant du biométhane, via des *Biomethane Purchase Agreements*. Ces solutions s'appuient sur notre mix de production électrique décarboné et flexible, sur le développement des molécules vertes, et bien entendu sur notre expertise en gestion de l'énergie.

Nous sommes également très présents dans les infrastructures locales d'énergie que sont les réseaux de chaud et de froid, au cœur des villes et des territoires, une position que nous avons renforcée en France et en Espagne, et dans la production d'énergie sur site pour les industriels.

En France, nous avons accompagné nos clients particuliers et professionnels au cours de l'hiver 2023-2024 dans la mise en œuvre d'actions de sobriété énergétique, particulièrement les jours de forte sollicitation du réseau électrique. Nous utilisons l'IA générative dans nos call-centers en Belgique et en France. Et nous avons été élus service clients de l'année en 2024, belle reconnaissance de la compétence de nos équipes.

Où en sommes-nous de nos engagements ESG ?

Jean-Pierre Clamadieu : Concernant nos engagements climatiques, nous avons continué à réduire nos émissions de gaz à effet de serre, avec un peu plus de 48 millions de tonnes d'émissions dues à la production d'énergie. La part des renouvelables dans notre mix énergétique représente désormais 43% contre 41% en 2023. Nous nous sommes engagés à mettre à jour notre stratégie climat tous les trois ans et nous engagerons le débat avec nos actionnaires sur cette nouvelle version lors de la prochaine Assemblée Générale : ce sera un moment important pour ENGIE qui, rappelons-le, s'est donné comme raison d'être d'accélérer la transition énergétique.

Par ailleurs, ENGIE s'est engagé dans la mise en œuvre de la directive CSRD qui vise à encadrer le reporting extra-financier au niveau européen. Le premier état de durabilité est ainsi disponible dans le présent Document d'enregistrement universel et remplace la Déclaration de performance extra-financière.

Enfin, concernant nos engagements sociétaux, nous avons progressé sur notre objectif de féminisation des cadres, atteignant 32%, en ligne avec notre trajectoire 2030, même si les efforts doivent se poursuivre.

Quelles ont été les avancées stratégiques d'ENGIE cette année ?

Catherine MacGregor : Nous pouvons être très fiers de ce que nous avons accompli pour accélérer la transition énergétique, à commencer par une solide performance dans les renouvelables : nous avons atteint largement notre cible de 4 GW de capacités additionnelles installées et développé des projets importants dans toutes nos zones géographiques.

Nous avons aussi connu une croissance rapide dans le stockage d'énergie par batteries et progressé dans le domaine stratégique des infrastructures électriques, particulièrement en Amérique latine.

Parce que la molécule verte sera indispensable à un système énergétique décarboné et compétitif, nous travaillons à l'adaptation de nos infrastructures de gaz avec des projets comme MosaHYc, qui ouvre la voie à un futur réseau européen d'hydrogène, ou dans le stockage, avec HyPSTER. Nous sommes un moteur de la filière des gaz verts en Europe au travers de nos projets biométhane. Et nous poursuivons notre essor dans les réseaux urbains.

Depuis quatre ans, nous avons transformé ENGIE : notre Groupe est désormais plus industriel, plus simple, plus performant, avec un parfait alignement entre sa raison d'être, sa stratégie et ses activités. Nous pouvons ainsi viser d'être "*the best energy transition utility*" en 2030, et poursuivre avec succès notre chemin vers le Net Zéro Carbone en 2045.

ENGIE EST UN LEADER MONDIAL DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Accélérer la transition vers une économie neutre en carbone

Inscrite dans les statuts du Groupe, "la raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires, et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée."

ENGIE en chiffres

98 000
salariés

+200 000
clients B2B

19,5 M
de contrats de fourniture d'énergie B2C

305 600 km
de réseaux de transport, de distribution de gaz et d'électricité

46,1 GW (1)
de capacité totale installée dans les renouvelables (+4,2 GW en 2024)

25,7 GW
de capacités installées de production d'énergies (chaleur, froid, électricité, etc.) décentralisée (2)

54,7 GW
de capacité de production électrique thermique

2,6 GW
de batteries en opération

Indicateurs financiers 2024

73,8 Mds€
Chiffres d'affaires

25,4 Mds€
d'obligations vertes émises depuis 2014 (3)

5,5 Mds€
de Résultat Net Récurrent part du Groupe des activités poursuivies

7,3 Mds€
d'investissements de croissance

3,1
Ratio dette nette économique/EBITDA

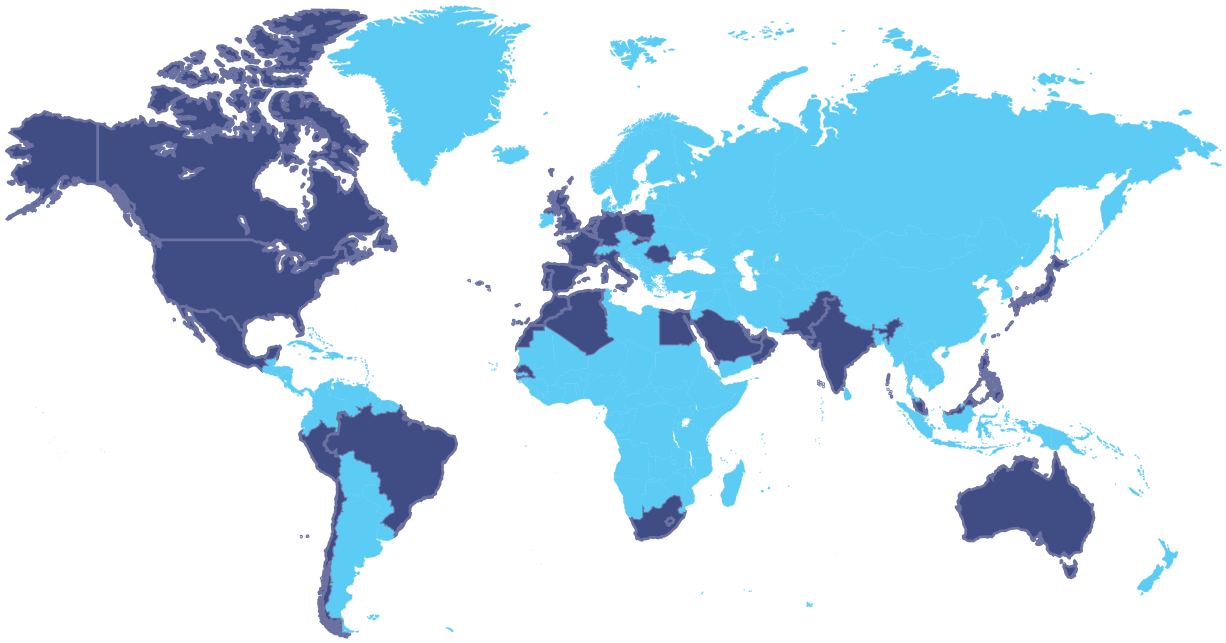
8,9 Mds€
d'EBIT hors nucléaire

1,48 €
Proposition dividende 2024 par action

Notation
Strong investment grade

(1) Capacité totale incluant un ajustement de 0,8 GW lié à un changement de définition.
(2) À 100 %.
(3) Dont équivalent de 0,7 Md€ d'obligations vertes émises par ENGIE Energia Chile en 2024.

EBIT dans le monde au 31/12/2024



NORTHAM

0,2 Md€

Amérique du Nord :
Canada, États-Unis

SOUTHAM

2 Mds€

Amérique centrale et du Sud :
Brésil, Chili, Mexique, Pérou

EUROPE

2,3 Mds€

Allemagne, Belgique, Espagne, Italie, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Roumanie, Royaume-Uni, Slovaquie

FRANCE

3,6 Mds€

GRDF, GRTgaz, Elengy, Storengy

AMEA

0,6 Md€

Asie, Moyen-Orient, Afrique :
Afrique du Sud, Algérie, Australie, Conseil de coopération du Golfe (Arabie saoudite, Bahreïn, Emirats arabes unis, Koweït, Oman, Qatar), Egypte, Inde, Japon, Malaisie, Maroc, Sénégal, Singapour, Pakistan, Philippines

Renouvelables | Infrastructures | *Energy Solutions* | *Flex Gen & Retail* | Nucléaire | GEMS

Indicateurs ESG 2024

48 Mt CO_2 éq.
d'émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie

32%
de femmes parmi les cadres du Groupe

43%
des capacités de production électrique issues des renouvelables

Rapport financier annuel, rapport de gestion, rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise, autre rapport spécial et informations en matière de durabilité

Le présent Document d'enregistrement universel intègre :

- tous les éléments du rapport financier annuel mentionné au I. de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier ainsi qu'à l'article 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers (AMF) ;
- toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 24 avril 2025 prévu à l'article L. 225-100 du Code de commerce ;
- tous les éléments du rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise prévu à l'article L. 225-37 du Code de commerce ;
- le rapport spécial sur les attributions gratuites d'actions prévu à l'article L. 225-197-4 du Code de commerce ;
- les informations en matière de durabilité mentionnées aux articles L. 232-6-3 et R. 232-8-4 du Code de commerce.

En Section 7.11 du présent Document d'enregistrement universel figure une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent document.

Incorporation par référence

En application de l'article 19 du Règlement (UE) n° 2017/1129 du 14 juin 2017, le présent Document d'enregistrement universel incorpore par référence les informations suivantes auxquelles le lecteur est invité à se reporter :

- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2023 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 236 à 252, et 253 à 374 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF le 7 mars 2024 sous le numéro D. 24-0085 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2022 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 225 à 244, et 245 à 368 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF le 9 mars 2023 sous le numéro D. 23-0082.

Les informations incluses dans ces documents, autres que celles visées ci-dessus, sont, le cas échéant, remplacées ou mises à jour par les informations incluses dans le présent Document d'enregistrement universel. Ces Documents sont accessibles dans les conditions décrites à la Section 7.4 "Documents accessibles au public" du présent Document d'enregistrement universel.

Indications prospectives et données de marché

Le présent Document d'enregistrement universel contient des indications prospectives, notamment à la Section 1.1 "Histoire et organisation", à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe", à la Section 3.1.2.1.4 "Enjeu atténuation du changement climatique et transition énergétique" et à la Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et *guidance* 2025-2027". Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des aléas et des facteurs externes, tels que ceux présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle interne".

Sauf indication contraire, les données de marché figurant dans le présent Document d'enregistrement universel sont issues des estimations internes d'ENGIE sur la base des données publiquement disponibles.

Note

Dans le présent Document d'enregistrement universel, les termes "ENGIE" ou la "Société" ou "l'Émetteur" ou "l'Entreprise" désignent la société anonyme ENGIE. Le terme "Groupe" désigne ENGIE et ses filiales.

Une table de conversion, une liste des unités de mesure, des sigles et acronymes, un glossaire des termes techniques les plus utilisés, ainsi qu'un index thématique figurent aux Sections 7.6, 7.7, 7.8, 7.9 et 7.10 du présent Document d'enregistrement universel.

Des exemplaires du présent Document d'enregistrement universel sont disponibles sans frais sur le site internet de la Société (www.engie.com), sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (www.amf-france.org) ainsi qu'auprès d'ENGIE, 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France).



1

PRÉSENTATION DU GROUPE

1.1 Histoire et organisation 8
1.1.1 Présentation 8
1.1.2 Histoire et évolution de la Société 8
1.1.3 Organisation du Groupe 9

1.2 Stratégie et objectifs 13
1.2.1 Un portefeuille d'activités complémentaires 13
1.2.2 La valeur générée grâce au modèle intégré du Groupe 15
1.2.3 Des leviers en soutien de la performance du Groupe 15

1.3 Recherche et innovation 15
1.3.1 Description et organisation 15
1.3.2 Les activités de recherche 15

1.4 Performance financière 17
1.4.1 Faits marquants 17
1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2025-2027 17
1.4.3 Chiffres clés financiers 2024 18

1.5 Performance Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG) 19
1.5.1 Politiques ESG 19
1.5.2 Atteinte des objectifs ESG à horizon 2030 20
1.5.3 Notations ESG 21

1.6 Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024 22
1.6.1 GBU Renouvelables 22
1.6.2 GBU Infrastructures 25
1.6.3 GBU *Energy Solutions* 31
1.6.4 GBU *FlexGen & Retail* 33
1.6.5 Nucléaire 37
1.6.6 Autres – dont *Global Energy Management & Sales* (GEMS) 38
1.6.7 Modèle d'affaires du Groupe 39

1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 40

1.1 HISTOIRE ET ORGANISATION

1.1.1 Présentation

"La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée".

ENGIE est un *leader* européen et mondial [(1)] dans les domaines de la production d'énergie renouvelable, des solutions de flexibilité électrique (centrales thermiques et batteries), des infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées, et de la fourniture de gaz et d'électricité :

- **production et fourniture d'énergie renouvelable** : ENGIE est le 2e opérateur hydraulique et le 1er dans l'éolien et le solaire [(2)] réunis en France et 2e développeur en Europe. Il est le 1er producteur indépendant d'hydroélectricité au Brésil [(1)]. Il est acteur dans l'éolien et pionnier dans l'éolien en mer flottant, développé dans le cadre de sa *joint-venture* avec EDP Renovàveis, Ocean Winds ;
- **production d'électricité flexible** : le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique, fournissant notamment via ses centrales à gaz des solutions apportant de la flexibilité au réseau. Il investit également dans le développement de capacités de batteries pour apporter la flexibilité nécessaire au réseau électrique. Il est par ailleurs l'acteur de référence du nucléaire en Belgique ;
- **infrastructures énergétiques centralisées :** le Groupe est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe [(1)], notamment par l'intermédiaire de filiales indépendantes, avec un portefeuille comprenant réseaux de transport, réseaux de distribution, stockage et terminaux méthaniers. Il est également un acteur important en Amérique du Sud, notamment au Mexique, au Brésil et au Chili, opérant des réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité - il y totalise ainsi, en 2024, 8 000 km de lignes de transport électrique en opération, en construction, ou en développement ;
- **infrastructures énergétiques décentralisées et services à l'énergie :** ENGIE est un des *leaders* mondiaux [(1)] qui accompagne les clients villes, collectivités, industries et tertiaires, dans la décarbonation de leurs infrastructures énergétiques. Les activités d'*Energy Solutions* se répartissent en trois grandes catégories : les réseaux locaux d'énergie (notamment réseaux de chaleur et froid, mobilité bas carbone), la production d'énergie sur site (production de chaleur, de froid, d'électricité par panneaux solaires, stockage d'énergie, etc.) et les services de performance et de gestion d'énergie (conseil, ingénierie, services de performance énergétique) ;
- **fourniture de gaz et d'électricité** : dans le monde, ENGIE fournit du gaz et de l'électricité, avec près de 20 millions de contrats, à des clients finaux dont près de la moitié se situe hors de France. En Europe, ENGIE est parmi les premiers vendeurs et importateurs de gaz. En France, ENGIE est le *leader* historique de la commercialisation de gaz et le 2e producteur et fournisseur d'électricité. En Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le 1er producteur et fournisseur d'électricité ainsi que le 1er fournisseur de gaz naturel [(2)]. ENGIE est par ailleurs l'un des *leaders* mondiaux des contrats long-terme de fourniture d'énergie verte pour les entreprises (*Corporate Power Purchase Agreement – Corporate PPA*).

1.1.2 Histoire et évolution de la Société

La Société résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France par décisions de l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de Gaz de France et de SUEZ en date du 16 juillet 2008, fusion qui a pris effet le 22 juillet 2008.

Gaz de France a été créé en 1946 initialement sous la forme d'un Établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC). La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité, du gaz et aux entreprises électriques et gazières, portant modification de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, l'a transformé en société anonyme pour une durée de 99 ans.

Le 7 juillet 2005, le capital de Gaz de France a été ouvert par voie d'introduction en bourse. La première cotation de l'action de la Société, a eu lieu le 7 juillet 2005.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie et le décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007 ont autorisé le transfert de la Société du secteur public au secteur privé. Le 22 juillet 2008, Gaz de France a absorbé SUEZ par voie de fusion-absorption, ce qui a entraîné le transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société. La nouvelle Société a adopté la raison sociale GDF SUEZ.

SUEZ résultait de la fusion de la Compagnie de SUEZ et de la Lyonnaise des Eaux intervenue en 1997. SUEZ était devenu un groupe international industriel et de services et avait pour mission de répondre aux besoins essentiels dans l'électricité, le gaz, les services à l'énergie et à l'industrie, l'eau et la propreté. Le 9 juillet 2007, SUEZ avait finalisé son offre publique de reprise de 100% du capital d'Electrabel.

Le contexte de dérégulation des marchés européens de l'énergie au début des années 1990 a favorisé le développement à l'international des deux sociétés Gaz de France et SUEZ, qui ont progressivement étendu leurs activités hors de leurs marchés historiques respectifs, tant en Europe que dans le reste du monde. Ce développement s'est poursuivi avec la société GDF SUEZ.

Ainsi GDF SUEZ a conclu le 3 février 2011 une opération de rapprochement avec International Power. En 2012, elle a confirmé sa stratégie d'acteur mondial de l'énergie en finalisant le 29 juin l'acquisition des titres détenus par les actionnaires minoritaires d'International Power.

(1) Positions concurrentielles établies sur la base d'un travail d'expertise interne du Groupe, réalisé à partir des informations disponibles publiées par les acteurs ou par des organismes externes d'analyse (Bloomberg et Global Data). Elles sont établies au périmètre du Groupe au 31/12/2024.
(2) Source Bloomberg New Energy Finance.

Le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company est arrivé à échéance le 22 juillet 2013 et n'a pas été renouvelé. Le contrat de coopération et de fonctions partagées et l'accord de financement entre la Société et SUEZ Environnement Company ont également pris fin. La Société est passée d'une consolidation globale à une mise en équivalence des activités de SUEZ Environnement Company.

Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires de GDF SUEZ a approuvé le changement de dénomination sociale de la Société en "ENGIE".

Les deux sociétés ont signé début mars 2016 un contrat prévoyant l'apport par ENGIE à SUEZ de l'intégralité du capital de la société SUEZ IP, qui était propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié notamment à la marque SUEZ. Le 5 octobre 2020, ENGIE a cédé à VEOLIA la majeure partie de sa participation dans SUEZ, soit 29,9% du capital. Le 18 janvier 2022, ENGIE a apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée par VEOLIA.

En 2019, accélérer la transition énergétique devient l'objectif affiché du Groupe.

Le 4 octobre 2022, ENGIE a finalisé la cession au groupe Bouygues d'EQUANS, entité opérationnelle en charge des services multi-techniques, ce qui constitue une étape majeure dans la mise en œuvre du plan stratégique du Groupe.

1.1.3 Organisation du Groupe

Depuis le 1er janvier 2021 et jusqu'à fin janvier 2025, ENGIE était constitué de quatre *Global Business Units* (GBU), de deux entités opérationnelles métiers, ainsi que d'un ensemble de fonctions support animées au niveau du Groupe et mutualisées à la maille régionale (voir Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe"). Un dernier ensemble regroupe les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe.

Le Groupe s'organisait ainsi autour des composantes suivantes :

- **les quatre métiers clés du Groupe sont organisés en *Global Business Units***, responsables de leurs résultats à l'échelle mondiale et de la mise en œuvre de la stratégie dans leur segment d'activités. Jusque fin janvier 2025, ces GBU étaient : GBU Renouvelables, GBU Infrastructures, GBU *Energy Solutions* et GBU *FlexGen & Retail*. Les activités liées au nucléaire et à la gestion de l'énergie sont organisées en entités opérationnelles dédiées, distinctes des GBU (respectivement Nucléaire et *Global Energy Management & Sales,* ou *GEMS*). À compter du 1er février 2025, l'organisation en GBU est la suivante : la GBU *Renewable & Flex Power*, GBU *Networks,* la GBU *Local Energy Infrastructures*, la GBU *Supply & Energy Management ;*
- **les départements fonctionnels du Groupe pilotent les fonctions support, en appui à la Direction Générale** et en coordination avec les GBU, conçoivent et déploient les politiques Groupe, et pilotent la performance financière et extra-financière ;
- **les fonctions support sont organisées dans les géographies, à la maille régionale (les *hubs* régionaux) et dans les pays.** Elles jouent un rôle clé en termes de soutien à l'activité des GBU et de développement des synergies. L'ensemble des *hubs* régionaux est piloté au niveau Groupe par une Direction dédiée Transformation & Géographies, à laquelle est rattachée Tractebel, la société d'ingénierie et de conseil du Groupe.

L'organisation fonctionne selon un principe matriciel entre les entités métiers et les départements fonctionnels, décliné aux différentes mailles géographiques.

1.1.3.1 Description des *Global Business Units* et des entités opérationnelles

Les quatre GBU sont responsables de leurs résultats dans leur segment d'activités, à l'échelle mondiale.

À ce titre, elles sont en charge, dans leur périmètre respectif et dans le cadre fixé par la Direction Générale (1) de :

- la définition de la stratégie de développement, les décisions et les arbitrages liés aux investissements ;
- la gestion des actifs industriels, l'excellence opérationnelle, la sûreté et la santé-sécurité ;
- les processus de performance, les ressources, les compétences, ainsi que le déploiement des outils numériques.

Les activités opérationnelles dans les pays sont rattachées aux GBU correspondantes.

Jusqu'au 31 janvier 2025, les activités des différentes GBU étaient les suivantes :

- la **GBU Renouvelables** développait et exploitait des actifs de production d'électricité à partir d'énergie solaire, éolienne terrestre et en mer, et hydroélectrique, le cas échéant en connexion avec des batteries (voir Section 1.6.1) ;
- la **GBU Infrastructures** acheminait l'énergie. Elle développait et exploitait des réseaux de transport et distribution de gaz, stockages et terminaux GNL ainsi que de transport d'électricité. Elle était aussi en charge de la production de biométhane (voir Section 1.6.2) ;
- la **GBU *Energy Solutions*** développait des infrastructures décentralisées bas carbone (réseaux de chauffage et de refroidissement, approvisionnement en énergie décentralisée et peu carbonée, mobilité, etc.), et des services associés d'efficacité énergétique (voir Section 1.6.3) ;
- la **GBU *FlexGen & Retail*** produisait et vendait de l'énergie. Elle opérait et développait des solutions de flexibilité en produisant l'électricité à partir de centrales thermiques et en développant des capacités de stockage d'électricité par batteries et de production d'hydrogène. Elle fournissait également du gaz et de l'électricité aux particuliers (voir Section 1.6.4).

(1) Dans les limites des dispositions du Code de l'énergie et des contraintes de régulation applicables à des entités relevant de la GBU Infrastructures.

Les marchés de l'énergie continuent d'évoluer rapidement, avec un besoin croissant de solutions de flexibilité pour garantir la stabilité du système énergétique, à mesure que les énergies renouvelables deviennent une source majeure de production et que la demande des clients pour une énergie décarbonée s'accroit. Pour capitaliser sur ces opportunités et tirer toute la valeur de son modèle intégré, ENGIE se transforme et ajuste le périmètre de ses GBU.

Ainsi, depuis le 1er février 2025, les GBU ont évolué de la sorte :

- pour fournir plus d'électrons verts et intelligents, la **GBU *Renewable & Flex Power*** regroupe les énergies renouvelables, les actifs de stockage d'électricité (notamment les batteries) et les actifs thermiques (*Combined Cycle Gas Turbine* ou CCGT) ;
- s'appuyant sur le rôle central des réseaux dans le système énergétique, la **GBU *Networks*** continue à croitre dans les réseaux électriques et à adapter les infrastructures gazières aux molécules décarbonées, tout en favorisant leur développement (biométhane, hydrogène et e-molécules) ;
- pour contribuer à la décarbonation des industries et des villes, la **GBU *Local Energy Infrastructures*** a pour ambition de consolider sa position de leader en Europe tout en étant plus sélective dans ses activités et géographies ;
- pour optimiser l'exploitation des actifs du Groupe et fournir à tous les clients de l'énergie de manière fiable et durable, la **GBU *Supply & Energy Management*** regroupe les activités de gestion de l'énergie auparavant abritées par l'entité opérationnelle GEMS (voir Section 1.6.6) et les activités de fourniture d'énergie *BtoB* et *BtoC* (*Retail*). GEMS était en charge au niveau mondial de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la gestion des risques et de l'optimisation des actifs sur les marchés. Elle vendait de l'énergie aux entreprises et proposait des solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients.

L'entité opérationnelle Nucléaire a des responsabilités similaires aux GBU dans leurs segments d'activités respectifs. Elle est dédiée à la gestion opérationnelle des unités de production nucléaire en Belgique ainsi que des droits détenus dans des centrales françaises (voir Section 1.6.5).

Chaque GBU et l'entité opérationnelle Nucléaire est supervisée par un Directeur Général Adjoint, membre du Comité Exécutif (Comex) (voir Section 4.1.3 "Direction Générale"). Ces GBU et cette entité ont ainsi en charge, sous une autorité unique, le pilotage de l'ensemble de la filière métier à l'échelle globale.

1.1.3.2 Description des fonctions support et de l'organisation géographique

Les fonctions support contribuent à la performance du Groupe, en soutien à la performance des GBU et des entités opérationnelles métiers. Elles sont pilotées par les départements fonctionnels du Corporate Groupe et sont organisées à la maille régionale et nationale.

Les départements fonctionnels du Groupe sont chargés, dans leurs domaines respectifs, de concevoir et déployer les politiques Groupe et de piloter la performance financière et extra-financière. Ils sont organisés en quatre pôles :

- Secrétariat Général, Stratégie, Recherche & Innovation, Communication ;
- Finances, Environnement, Social et Gouvernance (ESG), Achats ;
- Digital et systèmes d'information ;
- Ressources humaines.

Une animation de filière renforcée et structurée à la maille Groupe permet de garantir l'efficience opérationnelle des processus et la déclinaison des politiques définies par le Groupe.

Chacun de ces pôles est supervisé par un Directeur Général Adjoint, membre du Comex (voir Section 4.1.3 "Direction Générale").

À l'échelle géographique, les fonctions support sont mutualisées au sein de quatre *hubs* régionaux : Europe (hors France), Amérique du Nord, Amérique du Sud et Asie, Moyen-Orient, Afrique. Les *hubs* régionaux ont pour mission de soutenir l'activité des GBU dans la région en veillant à la coordination de l'ensemble des fonctions support.

Dans les pays, les *country managers* sont responsables des fonctions support et des relations avec les parties prenantes locales.

Un Directeur Général Adjoint, membre du Comex, assure la supervision des géographies et de la transformation du Groupe.

Au-delà de la gestion des *hubs* régionaux du Groupe, la Direction Transformation & Géographies est aussi en charge :

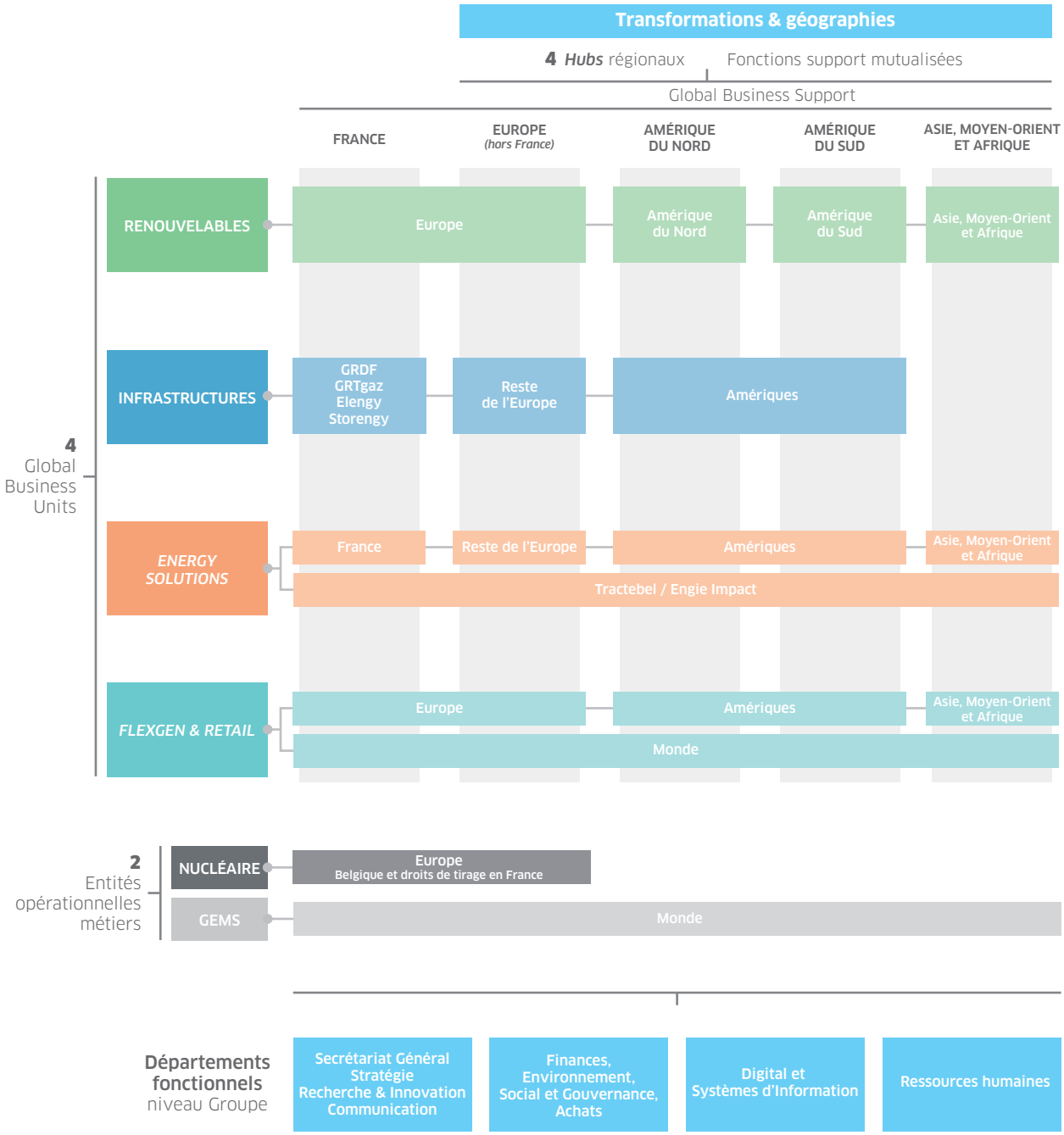
- de superviser et piloter les projets de transformation du Groupe ;
- d'assurer un rôle de supervision et d'accompagnement des projets industriels du Groupe ;
- de toutes les activités relatives à la santé et la sécurité des personnes (salariés, intérimaires et sous-traitants) et des actifs industriels au regard des objectifs que le Groupe se fixe dans ce domaine (*No Life at Risk – No Mind at Risk – No Asset at Risk*, voir Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs" et Section 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail").

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales contrôlées directement ou indirectement par la Société était de 2 579 à fin 2023. En complément des listes figurant en Note 2 "Principales filiales au 31 décembre 2024" de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et Note 4.4 "Filiales et participations" de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux", la liste des entreprises contrôlées est accessible sur le site internet du Groupe (https://www.engie.com/espace-finance, rubrique information réglementée).

La présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques des principales filiales de la Société, ainsi que de leur implantation géographique, figurent à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe".

UNE ORGANISATION MATRICIELLE TOURNÉE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE
(en place jusqu'au 31 janvier 2025)

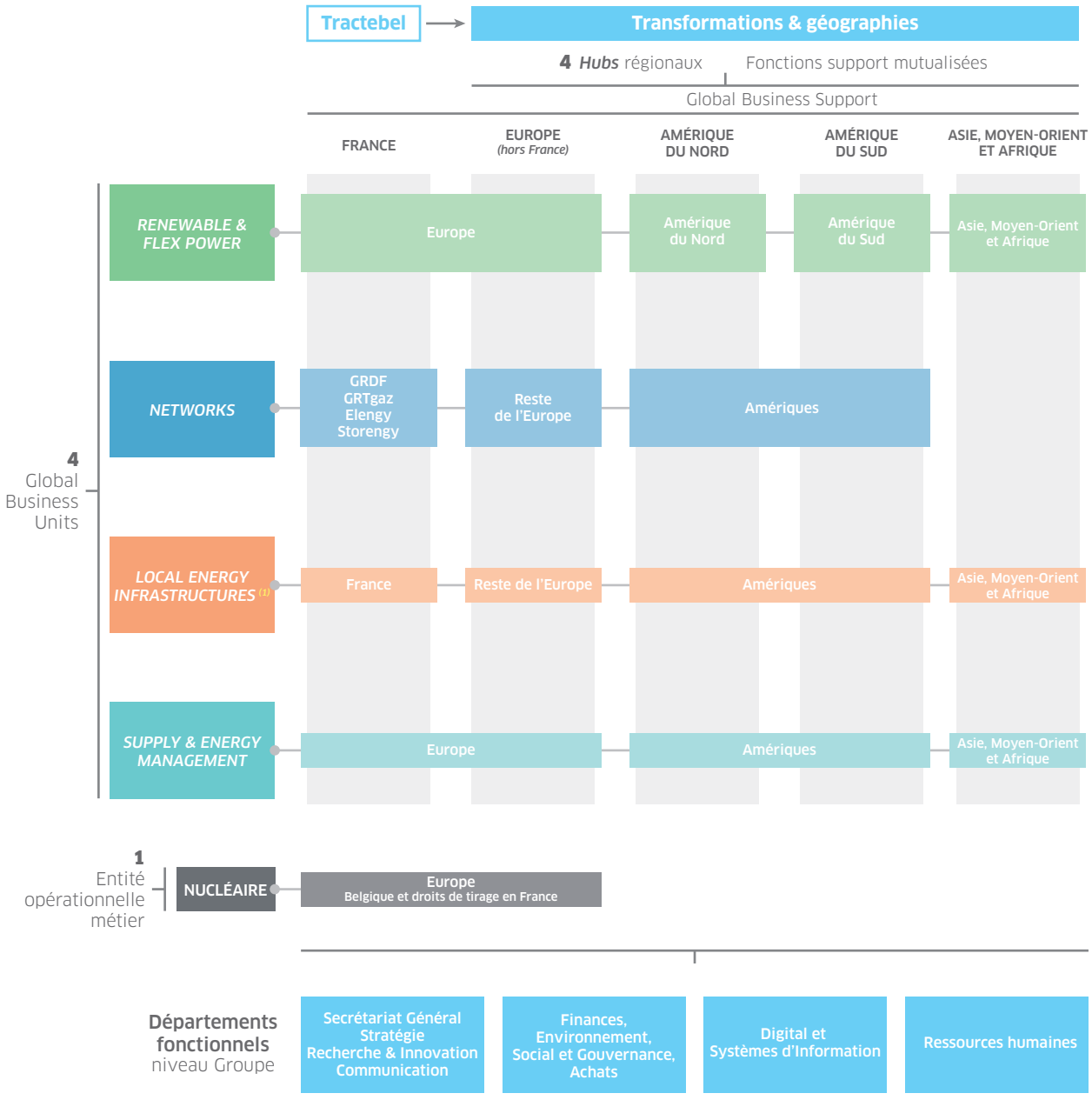
Des activités structurées autour des grands métiers



Une mutualisation renforcée des fonctions support

UNE ORGANISATION MATRICIELLE TOURNÉE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE
(en place depuis le 1er février 2025)

Des activités structurées autour des grands métiers



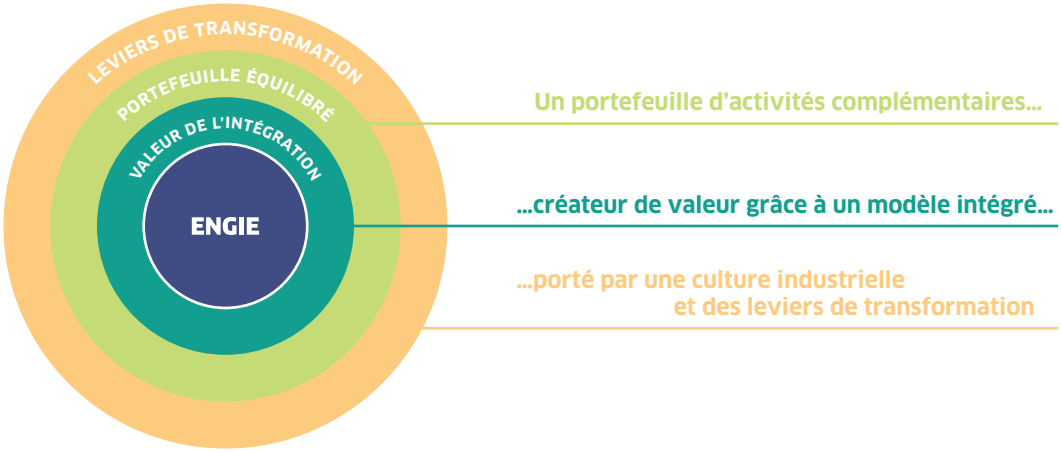
Une mutualisation renforcée des fonctions support

(1) Vision géographique à date, sous réserve des modifications qui seraient induites par la revue stratégique actuellement en cours dont l'objectif est de se recentrer sur un nombre plus limité de géographies.

1.2 STRATÉGIE ET OBJECTIFS

Fort de sa longue histoire, ENGIE occupe aujourd'hui une position qui lui permet d'être actif sur de nombreux leviers de la transition énergétique, en exploitant leurs complémentarités. S'appuyant sur cette position, l'ambition du Groupe est d'être la meilleure *utility* de la transition énergétique. Plus précisément, le Groupe se veut être un acteur de premier plan dans tous les pays où il opère, au meilleur niveau de qualité, avec les meilleurs talents. Il est actif sur l'ensemble de la chaine de valeur de la transition énergétique et son modèle intégré lui permet de créer plus de valeur et le rend plus résilient. Déterminé à être l'accélérateur de la transition énergétique, ENGIE s'est engagé à atteindre le net zéro carbone en 2045. En fournissant de manière fiable une énergie abordable et accessible à tous ses clients, ENGIE affirme son rôle en tant qu'entreprise accomplissant une mission de service public essentielle pour la société.

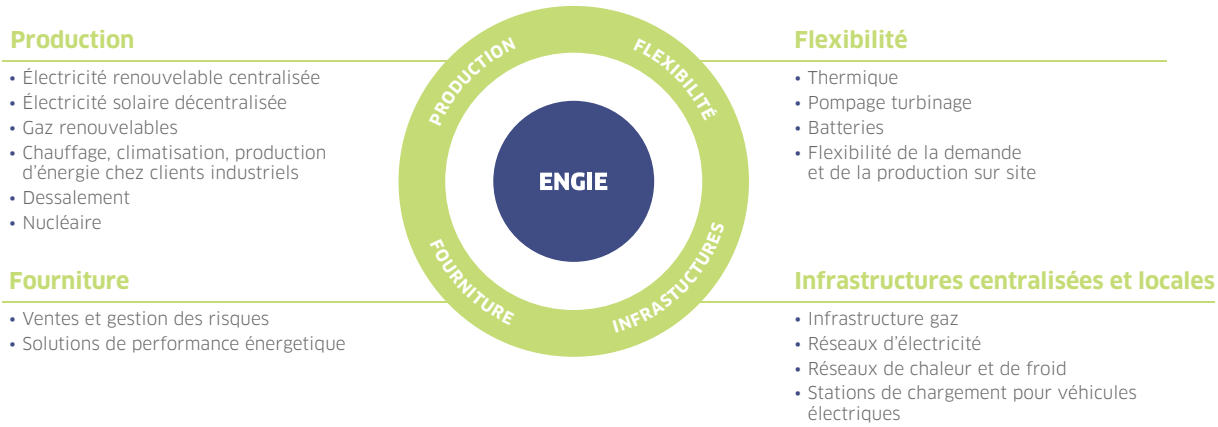
La réalisation de l'ambition du Groupe repose sur trois dimensions : un portefeuille d'activités complémentaires, créateur de valeur grâce à un modèle intégré, porté par une culture industrielle et des leviers de transformation.



ENGIE possède un portefeuille d'activités complémentaires situées le long de la chaîne de valeur de la transition énergétique, de la production, couplée à la flexibilité, à la fourniture d'énergie, en passant par les infrastructures de grande échelle (transport, distribution). Ce portefeuille comprend à la fois des activités d'infrastructures régulées, des activités contractées à moyen et long terme, et des activités exposées aux marchés. La plupart de ces activités complémentaires fonctionnent en synergie, ce qui permet de maximiser leur valeur et de diminuer les risques liés à un environnement complexe et incertain. ENGIE a pour ambition de continuer à se transformer et à faire évoluer sa culture industrielle pour se concentrer sur la performance et l'amélioration continue.

1.2.1 Un portefeuille d'activités complémentaires

Quatre types d'activités complémentaires couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur de la transition énergétique :



1.2.1.1 Production

La production se décline en production d'électricité renouvelable (centralisée et décentralisée), en production nucléaire, en production de gaz renouvelables (biométhane, hydrogène vert), de chaleur et de froid, d'énergie chez les clients industriels (solaire distribué, géothermie, pompe à chaleur, chaudière, biomasse, etc.) ainsi que d'eau par dessalement d'eau de mer. Avec 51 GW de capacités renouvelables et de stockage installées en 2024, l'objectif est d'atteindre 95 GW de capacités renouvelables et de stockage installées à horizon 2030, soit en moyenne 7 GW de capacité additionnelle par an.

Concernant les gaz verts, le Groupe vise pour 2030 une production de biométhane à hauteur de 10 TWh par an en Europe et une capacité d'injection de 50 TWh sur les réseaux en France. Le Groupe également travaille à la mise en service de 4 GW de capacité de production d'hydrogène d'ici à 2035 également.

1.2.1.2 Flexibilité

La part de marché grandissante de la production électrique renouvelable intermittente crée de nouvelles contraintes sur le système électrique qui nécessite des ressources en flexibilité.

La production thermique gaz permet de pourvoir à la pointe de la demande électrique ainsi que de répondre aux variations saisonnières. Le Groupe poursuit l'exploitation de ses actifs de production thermique, en adéquation avec la trajectoire définie de réduction de son empreinte carbone. Le désengagement des actifs charbon se confirme pour 2027, et la décarbonation des centrales à gaz est en développement.

Ensuite, le stockage par batterie satisfait au besoin en flexibilité à un pas de temps horaire. Le stockage d'électricité par pompage-turbinage remplit cette même fonction.

Enfin, en aval de la chaîne, la gestion de la demande offre aussi de la flexibilité. Grâce à des outils qui fonctionnent à la fois automatiquement et à distance, les clients industriels et particuliers peuvent moduler leur consommation d'électricité en fonction de l'offre. Outre les économies que ces services peuvent faire réaliser aux clients, ceux-ci soulagent le système électrique pendant les périodes de forte charge. Ils regroupent une variété d'actifs de pilotage présents sur les sites des clients, allant des actifs de chauffage, de refroidissement, aux véhicules électriques et aux systèmes photovoltaïques couplés à des batteries domestiques ainsi qu'à l'avenir à des électrolyseurs.

1.2.1.3 Infrastructures centralisées et locales

La stratégie du Groupe en matière d'infrastructures repose à la fois sur l'exploitation performante des réseaux de gaz et leur adaptation au développement du biométhane et de l'hydrogène et sur le développement d'infrastructures électriques à l'international. Concernant les infrastructures électriques à l'international, le Groupe poursuit son développement avec un objectif de 10 000 km en 2030. En effet, partout dans le monde, la transition énergétique va nécessiter des investissements massifs dans les années à venir dans les réseaux d'électricité, indispensables à la décarbonation du système énergétique.

Les infrastructures comprennent aussi les réseaux de chaleur, de froid et le maillage des stations de chargement de véhicules électriques. À horizon 2030, le Groupe a pour objectif de produire 20 TWh d'énergie verte (chaleur, froid et électricité) livrée à ses clients pour les activités de réseaux et de production sur site, ainsi que de proposer 25 000 points de charge pour véhicule électriques.

1.2.1.4 Fourniture d'énergie

ENGIE s'adresse à la fois aux clients particuliers, aux petits clients professionnels, aux entreprises, aux grands industriels ainsi qu'à toute entité commerciale du Groupe. L'activité repose sur la fourniture de gaz et d'électricité, sur la vente de services de décarbonation et consiste également en la gestion des risques de portefeuille énergétique et financier, avec des stratégies de couverture sur mesure.

Sur tous les marchés où ENGIE opère, l'ambition est d'être un partenaire fiable et de confiance, d'accompagner les clients dans la transition énergétique. À cette fin, les priorités sont de commercialiser, de plus en plus, des contrats d'énergie verte avec des solutions digitales de pilotage des consommations. Pour les clients industriels, ENGIE propose des solutions de performance énergétique. Ces solutions passent par des services d'installation, de maintenance et de pilotage d'équipements tels que des chaudières à Très Haut Rendement (THR), des pompes à chaleur, des équipements de toitures solaires dans le but d'aider les clients à gérer et à maîtriser leur consommation. A horizon 2030, le Groupe vise 300 TWh de vente d'électricité à l'échelle mondiale.

1.2.2 La valeur générée grâce au modèle intégré du Groupe

Le modèle intégré d'ENGIE maximise la création de valeur et la résilience du Groupe à travers trois types de sources de valeur :

- **la gestion des risques et l'augmentation des revenus grâce aux effets de portefeuille et à l'optimisation sur les marchés**. Plus précisément, il s'agit d'optimiser la production d'"électrons intelligents", combinant la production électrique des actifs du Groupe avec des solutions de stockage et de flexibilité et, en aval, d'optimiser la commercialisation de l'énergie (approvisionnement, ventes aux particuliers, ventes aux entreprises) ;
- **une solidité financière et un potentiel d'investissement accru grâce à un coût du capital réduit, à la diversification de portefeuille et à un bilan consolidé**. Les activités régulées des réseaux, aux revenus stables et prévisibles par essence, permettent au Groupe de bénéficier d'une notation de crédit favorable et donc d'un coût du capital relativement faible par rapport à ses homologues sans actifs régulés. De plus, la présence du Groupe dans 31 géographies via ses quatre *Global Business Unit* (GBU) et GEMS, avec un bilan consolidé, offre une diversification et une mutualisation qui atténuent les risques ;
- **des synergies industrielles** : les économies d'échelle et les efforts de standardisation donnent lieu à des synergies industrielles permettant une plus grande efficacité dans les processus, une réduction des coûts et une atténuation des risques opérationnels (rationalisation des achats, mutualisation des fonctions support, etc).

1.2.3 Des leviers en soutien de la performance du Groupe

La volonté d'être le meilleur énergéticien de la transition énergétique requiert de continuer à se renforcer sur différents leviers en soutien aux activités du Groupe, au premier rang desquels le numérique et l'intelligence artificielle, le développement des personnes, la capacité à être une voix reconnue et influente dans le débat public, ou encore l'intelligence commerciale et la recherche continue de la performance.

1.3 RECHERCHE ET INNOVATION

1.3.1 Description et organisation

Être un acteur majeur de la transition énergétique exige de comprendre et de maîtriser les nouvelles tendances, technologies et *business models*. Les activités de Recherche & Innovation (R&I) d'ENGIE sont au service d'une ambition : développer et intégrer des outils et des solutions innovantes, susceptibles de faire la différence, afin de consolider la position de *leader* du Groupe. Grâce à ses compétences, ENGIE dispose d'une capacité à identifier, expérimenter, déployer les solutions qui vont contribuer à rendre la transition énergétique possible et abordable. Ces travaux s'exercent dans des domaines en lien avec la stratégie du Groupe, choisis en étroite collaboration avec les GBU, en agissant simultanément sur différents horizons de temps, via différents moyens d'intervention, et en combinant expertise interne, partenariats et collaborations.

En 2024, le Groupe s'est appuyé sur l'organisation de la R&I, simplifiée et rationalisée, mise en place au 1er janvier 2022, autour de programmes de recherche et de priorités d'investissement dans des start-ups, définis avec les GBU, et mis en œuvre par les laboratoires **CRIGEN et Cylergie (France), Laborelec (Belgique), Lab Singapour (Singapour)** et par le fonds d'investissement **ENGIE New Ventures**.

À fin 2024, les équipes d'ENGIE R&I comptent plus de 650 collaborateurs.

L'alignement des priorités R&I avec les objectifs stratégiques et avec les ambitions de croissance du Groupe est assuré par une gouvernance dédiée, reposant sur un dialogue continu entre R&I et les GBU. Les priorités R&I 2024 ont porté essentiellement sur les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou encore le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée et mobilité).

1.3.2 Les activités de recherche

Les équipes de recherche travaillent dans les Labs du CRIGEN, de Cylergie, de Laborelec et dans le Lab Singapour sur tous les aspects de l'identification, du test et du développement de nouvelles technologies, aidant ainsi la performance et la différenciation des différents métiers du Groupe. Les centres et équipes de recherche peuvent également fournir l'expertise et l'assistance technique nécessaires pour les opérations clés dans les entités *business* et les projets d'innovation (par exemple, les projets de l'*Innovation Fund* européen, du pacte vert pour l'Europe et les appels d'offres majeurs). Ils fournissent une vision technologique à moyen et long terme qui éclaire les choix du Groupe.

En 2024, les dépenses de recherche et de développement technologique du Groupe se sont élevées à 146 millions d'euros.

	2024	2023	2022
Dépenses R&D (*en millions d'euros*)	146	142	135

ENGIE R&I mène par ailleurs un travail collaboratif avec des partenaires externes, industriels et académiques, sur un portefeuille d'une centaine de projets collaboratifs. Ces échanges d'expertise permettent à la fois d'aider ENGIE à porter à maturité de nouvelles technologies et offres aux clients, et aussi d'explorer et approfondir des thématiques de plus long terme. Parmi ces partenariats, ENGIE R&I collabore en particulier avec le *National Renewable Energy Laboratory* (États-Unis), le Commissariat à l'énergie atomique (France) et EnergyVille (Belgique).

ENGIE R&I participe à des projets de recherche européens ainsi qu'à des projets cofinancés par les pouvoirs publics français et belges. À titre d'exemple, ENGIE est partenaire de plus de 60 projets de recherche du programme HORIZON de la Commission européenne. Le Groupe est membre de plusieurs chaires académiques cofinancées par l'Agence Nationale de la Recherche, comme la chaire Energie et Prospérité avec l'Institut Louis Bachelier. ENGIE a également signé des partenariats avec l'Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement ainsi que le *Singapore Institute of Technology* (SIT).

Depuis 2009, ENGIE est assisté par un conseil scientifique qui rassemble 10 personnalités scientifiques de rang mondial couvrant les grandes disciplines en rapport avec les activités du Groupe.

Enfin, R&I est également responsable des activités d'innovation.

En particulier ENGIE *New Ventures* a, depuis sa création en 2014, investi dans plus de 50 *start-ups*, et dispose à date d'un portefeuille de 28 investissements dont la liste est disponible sur www.engieventures.com En 2024, les investissements dans six start-ups innovantes (dont cinq nouvelles) ont porté sur les secteurs prioritaires de développement du Groupe tels que le biométhane et la décarbonation de l'industrie.

L'objectif recherché de ces investissements est l'identification de technologies et modèles d'affaires émergents sur les métiers d'ENGIE, ainsi qu'un accès privilégié à ces innovations via des partenariats stratégiques, pour obtenir un retour sur investissement équilibré.

Au-delà de ces activités, R&I développe la culture de l'innovation. À ce titre, R&I anime la communauté des innovateurs du Groupe et favorise l'émergence des innovations internes. Ainsi en 2024, 1 400 collaborateurs ont proposé des innovations au service de la création de valeur des GBU, la performance transverse et également sur des sujets tels que la santé-sécurité, la diversité ou le Digital.

1.4 PERFORMANCE FINANCIÈRE

1.4.1 Faits marquants

Les faits marquants de l'année 2024 sont décrits dans la Section 6.1.1.1 "Résultats ENGIE 2024".

1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2025-2027

Lors de la présentation de ses résultats financiers 2024, ENGIE a mis à jour ses objectifs financiers pour la période 2025 - 2027 (voir Section 6.1).

Dans un contexte de réduction de la volatilité et d'une baisse des prix de l'énergie, et compte tenu d'un résultat financier net récurrent meilleur qu'attendu pour l'ensemble de l'année, ENGIE revoit à la hausse son objectif de résultat net récurrent part du Groupe pour l'année 2025 à un niveau désormais compris entre 4,4 et 5,0 milliards d'euros contre une fourchette de 3,9 à 4,5 milliards d'euros annoncée précédemment. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 8,0 à 9,0 milliards d'euros (contre 7,9 à 8,9 milliards d'euros auparavant).

2027 : une année de croissance pour ENGIE

Après une année 2026 qui sera marquée par la forte diminution de la contribution des activités liées au nucléaire, le Groupe prévoit un résultat net part du Groupe en croissance en 2027, à un niveau compris entre 4,4 et 5,0 milliards d'euros.

Entre 2025 et 2027, les perspectives d'ENGIE sont les suivantes :

En milliards d'euros	**Résultats 2025**	**Résultats 2026**	**Résultats 2027**
EBIT excluant le nucléaire (nouvelle)	**8,0 - 9,0**	**8,2 - 9,2**	**9,0 - 10,0**
EBIT hors nucléaire (précédente)	*7,9 - 8,9*	*8,2 - 9,2*	*n/a*
***Guidance* RNRpg (nouvelle)**	**4,4 - 5,0**	**4,2 - 4,8**	**4,4 - 5,0**
Guidance RNRpg (précédente)	*3,9 - 4,5*	*3,7 - 4,3*	*n/a*

ENGIE continue de viser une notation de crédit "strong investment grade" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x à long terme.

1.4.3 Chiffres clés financiers 2024

En millions d'euros	2024	2023	2022	2021	2020 retraité [1]	2020
1. Chiffre d'affaires	**73 812**	**82 565**	**93 865**	**57 866**	**44 306**	**55 751**
dont réalisé hors de France	41 189	45 889	59 617	33 525	25 640	33 311
2. Résultat						
EBITDA	15 566	15 017	13 713	10 563	8 908	9 276
• EBIT	10 341	10 084	9 045	6 145	4 493	4 578
• Résultat net part du Groupe	4 106	2 208	216	3 661	(1 536)	(1 536)
• Résultat net récurrent part du Groupe	5 531	5 366	5 510	3 158	1 703	1 703
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	5 531	5 366	5 223	2 927	1 726	1 703
3. Flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	13 144	13 117	8 586	7 312	7 589	7 589
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 401	14 407	12 415	9 806	8 506	8 788
Flux issus de l'investissement	(11 338)	(11 818)	(4 290)	(11 042)	(4 046)	(4 046)
Flux issus du financement	(1 457)	(218)	(2 979)	4 848	(561)	(562)
4. Bilan						
Capitaux propres part du Groupe	34 556	30 057	34 253	36 994	28 945	28 945
Capitaux propres totaux	41 458	35 724	39 285	41 980	33 856	33 856
Endettement net	33 223	29 493	24 054	25 350	22 458	22 458
Endettement/EBITDA	2,13	1,96	1,75	2,40	2,42	2,42
Total bilan	189 544	194 640	235 490	225 333	153 182	153 182
5. Données par action *(en euros)*						
• Nombre moyen d'actions en circulation [2]	2 425 841 322	2 421 449 644	2 419 985 959	2 419 429 772	2 416 072 154	2 416 820 377
• Nombre d'actions à la clôture	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
• Résultat net par action [2]	1,66	0,88	0,06	1,46	(0,71)	(0,71)
• Résultat net récurrent part du Groupe par action [2]	2,25	2,18	2,24	1,26	0,63	0,63
• Dividende distribué [3]	1,48	1,43	1,40	0,85	0,53	0,53
6. Effectifs moyens totaux	**100 480**	**98 791**	**98 020**	**174 027**	**175 873**	**175 873**
• Sociétés en intégration globale	97 322	96 816	96 116	171 754	173 398	173 398
• Sociétés en intégration proportionnelle	382	469	479	717	748	748
• Sociétés mises en équivalence	2 776	1 506	1 424	1 556	1 727	1 727

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2020 ont été retraitées du fait du classement en "Activités non poursuivies" des activités d'EQUANS destinées à être cédées, en application de la norme IFRS 5 (voir Note 2 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2021).

(2) Résultat par action calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle (voir Note 12 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

(3) 2024 : proposition soumise à l'AGO.

1.5 PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE, SOCIALE ET DE GOUVERNANCE (ESG)

La performance en matière de durabilité constitue un élément essentiel de la performance globale du Groupe. Elle repose sur des engagements, des politiques et des plans d'actions pour atteindre des objectifs ESG datés et chiffrés (voir Section 1.5.2).

Dans le cadre de la mise en œuvre de la *Corporate Sustainability Reporting Directive*, elle est désormais présentée dans l'état de durabilité (voir Section 3.1), qui détaille la gouvernance, les enjeux matériels et les principaux risques ESG liés aux activités du Groupe et les résultats.

Elle fait l'objet d'une certification en assurance limitée dès 2024 (publication en 2025). Des évaluations externes par les principales agences de notations extra-financières sont également réalisées, la plupart étant conduites annuellement (voir Section 1.5.3).

Conformément aux engagements pris par le Groupe en 2023 de proposer au vote des actionnaires sa stratégie climat à chaque changement majeur et au plus tard tous les trois ans (voir la réponse de Jean-Pierre Clamadieu à certains actionnaires en date du 22 mars 2023 : https://www.engie.com/assemblee-generale-avril-2023), la stratégie climatique mise à jour sera proposée au vote des actionnaires au cours de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

Le Groupe a également réalisé son 4e exercice de calcul des taux d'éligibilité et d'alignement de ses activités au sens de la taxonomie européenne dont les résultats sont présentés à la Section 3.1.2.3 "Taxonomie européenne".

1.5.1 Politiques ESG

La durabilité est au cœur de la raison d'être du Groupe, qui est d'accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, conciliant performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. Cette raison d'être, inscrite dans ses statuts par l'Assemblée Générale en mai 2020, guide l'élaboration de la stratégie de l'entreprise par :

- le développement d'activités plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement telles que le développement de moyens de production d'énergie renouvelable par rapport à des énergies d'origine fossile, correspondant à l'identification et à la transformation des problématiques environnementales et sociétales en opportunités pour les métiers du Groupe ;
- la gestion des risques et impacts ESG de ses projets et activités, et de sa chaîne de valeur, c'est-à-dire ceux liés à l'environnement, à l'acceptabilité sociétale, à la santé-sécurité, aux ressources humaines, à l'éthique et à la gouvernance.

Depuis la publication de sa première politique ESG en 2014, ENGIE procède à des révisions régulières de ses différentes politiques dans les nombreux domaines couverts par l'ESG. À ce jour, un ensemble de politiques couvrant les thématiques environnementales, sociales et de gouvernance a été mis en place et est présenté dans l'état de durabilité.

L'ensemble de ces politiques est mis en œuvre par le Comité Exécutif sous la supervision du Conseil d'Administration, dont les travaux sont préparés, en matière d'ESG, par le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD).

Ainsi, le Groupe a notamment développé un outil appliqué à ses projets d'investissements qui évalue les principales thématiques ESG à travers des analyses de risques : l'atténuation du changement climatique, l'adaptation au changement climatique, la biodiversité, l'eau et les océans, la pollution de l'air, l'économie circulaire, les parties prenantes, l'approvisionnement responsable et les controverses.

ENGIE s'est également doté d'un plan de vigilance depuis 2018, consultable en Section 3.2.

Ces politiques permettent au Groupe de s'inscrire pleinement dans le cadre des 18 Objectifs de Développement Durable de l'Agenda 2030 des Nations Unies.

Enfin, une partie de plus en plus significative des investissements du Groupe est financée par des obligations vertes attestant de la reconnaissance de leur caractère durable par le marché (voir Section 5.3).

1.5.2 Atteinte des objectifs ESG à horizon 2030

Le Groupe s'est fixé des objectifs ambitieux à horizon 2030 pour matérialiser ses engagements ESG.

L'ensemble des résultats de ces objectifs sont présentés ci-après (hors EQUANS pour l'année 2022, entité cédée le 4 octobre 2022).

Inspirés par la raison d'être du Groupe, tous ces objectifs s'inscrivent dans une démarche d'amélioration continue pour répondre à une attente croissante de ses différentes parties prenantes attachées à la maîtrise des risques ESG et à l'alignement de la performance de l'entreprise avec des objectifs nationaux ou internationaux de développement durable.

INDICATEURS PLANETE	Cibles 2030	Résultats 2024	Résultats 2023	Résultats 2022
OBJECTIFS CLIMAT (1)				
Objectifs globaux				
Émissions totales de GES, scopes 1, 2 (*location-based*) et 3 *(en Mt CO2 éq.)* (2)	120/140	157	158	175
Émissions de GES évitées par des offres et services d'ENGIE *(en Mt CO_2 éq.)*	65/85	36	25	28
Principaux objectifs sectoriels Groupe				
Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 *(en Mt CO_2 éq.)* □□	26/36	48	52	60
Émissions de GES liées aux ventes de commodités, scopes 3.3.D et 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	63/83	82	81	-
Dont émissions de GES liées aux ventes de combustibles, scope 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	36/46	53	53	61
Émissions de méthane des infrastructures gaz, scope 1 *(en Mt CO_2 éq.)*	-50% vs 2017	1,0	1,5	1,3
Autres objectifs				
Part des capacités d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité (@100% et hors stockage d'énergie) (3) □□	58%/66%	43%	41%	38%
Part des top 250 fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés SBT (4)	100%	44%	24%	23%
Neutralisation des émissions de GES liées à nos pratiques de travail *(en Mt CO_2 éq.)*	0	0,3	0,3	0,3
Objectifs liés à la certification SBTi (4) "Well-Below 2 °C"				
Intensité carbone de la production et de la consommation d'énergie, scopes 1 et 2 *(en g CO_2 éq. / kWh)* (5)	103	107	135	156
Intensité carbone des ventes d'énergie produites et achetées, scopes 1, 3.3.D et 3.15 *(en g CO_2 éq / kWh)* (5)	143	202	225	221
Autres émissions de GES, incluant le scope 3 des achats, des biens immobilisés et la chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité, scopes 3.1, 3.2, 3.3.A, 3.3.B, 3.3.C *(en Mt CO_2 éq.)*	89	86	82	90
OBJECTIFS NATURE				
Environnement - Taux d'activités avec un plan environnemental établi en concertation avec les parties prenantes	100%	74%	66%	53%
Biodiversité - Taux de mise en place d'une gestion écologique des sites - notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques - pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe	100%	63%	58%	34%
Consommation d'eau douce par énergie produite *(m^3/MWh)*	0,1	0,24	0,28	0,30
Polluants atmosphériques — Taux de réduction des émissions de NO_x vs 2017 *(92 209 t)*	-75%	-75%	-63%	-46%
Polluants atmosphériques — Taux de réduction des émissions de SO_x vs 2017 *(159 623 t)*	-98%	-98%	-95%	-34%
Polluants atmosphériques — Taux de réduction des émissions de particules totales vs 2017 *(7353 t)*	-60%	-64%	-54%	-21%

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

(1) *L'ensemble des Objectifs Climat sont décrits dans la Section 3.1.2.1 "Changement climatique".*

(2) *Émissions de GES de scopes 1 et 2 vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

(3) *Incluant les capacités décentralisées d'électricité. En 2024, l'indicateur consolide les données de capacités brutes pour les actifs éoliens et solaires de la GBU Renouvelables et les capacités nettes pour les autres actifs du Groupe. Le 27 février 2025, le Groupe a annoncé la fixation d'un nouvel objectif relatif aux capacités Renouvelables et Stockage de 95 GW en 2030. Cet indicateur sera amené à évoluer en conséquence.*

(4) *SBT (Science based Targets) : initiative internationale visant à valider scientifiquement les programmes de réduction des émissions de GES des entreprises au regard des engagements de l'Accord de Paris (voir Section 3.1 "État de durabilité").*

(5) *Application en 2024 d'un changement méthodologique pour s'aligner sur les pratiques de place en ramenant le coefficient de conversion de l'énergie thermique à l'énergie électrique de 0,61 à 1.*

Les émissions de GES de la production d'énergie en 2024 (48 Mt CO_2 éq.) sont en diminution par rapport à 2023 (52 Mt CO_2 éq.). Elles se décomposent en 20 Mt pour les émissions des actifs contrôlés (scope 1) et 28 Mt pour celles des actifs mis en équivalence (scope 3). Pour mémoire, le plein effet de la sortie de l'actif charbon Jorge Lacerda au Brésil a été pris en compte en 2022 et l'année 2023 a été marquée par la fermeture de l'actif charbon Pampa Sul également au Brésil.

Les émissions de GES liées à la vente de combustibles (scope 3) s'élèvent à 53 Mt CO_2 éq. en 2024, stables par rapport à 2023.

La part des capacités d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité s'établit à 43% en amélioration par rapport à 2023 (41%) en lien avec la stratégie de développement des capacités renouvelables du Groupe. À noter en 2024, un changement de la méthodologie de calcul pour cet indicateur avec prise en compte des capacités brutes pour les actifs éoliens et solaires du périmètre Renouvelables de façon à mieux refléter les contraintes opérationnelles de ces actifs. Retraitée de cette évolution, la part des capacités renouvelables du Groupe s'établirait à 42% à fin 2024.

Les émissions de CO_2 évitées pour les clients grâce aux offres et services du Groupe en 2024 (36 Mt CO_2 éq. évitées) sont en forte hausse par rapport à 2023 (25 Mt CO_2 éq.). Cette évolution est liée à la mise à jour des facteurs d'émission pour la partie vente d'énergie conformément à la méthodologie de calcul révisée pour suivre les recommandations du WBCSD (*World Business Council for Sustainable Developement*).

Le taux de décarbonation des top 250 fournisseurs préférentiels atteint 44% en 2024, en progression par rapport à 2023. Cette amélioration résulte du plan d'actions mis en place sur ces fournisseurs préférentiels pour les inciter à s'engager dans une démarche d'alignement ou de certification SBT. Le Groupe continue également d'accompagner l'ensemble de ses fournisseurs préférentiels dans leur chemin de décarbonation au-delà des top 250 fournisseurs préférentiels.

INDICATEURS PERSONNES		Cibles 2030	Résultats 2024	Résultats 2023	Résultats 2022
Santé-sécurité	Taux de fréquence [1] des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants	1,5	1,7	1,8	2,0
	Taux de mortalité [1]	0 chaque année	0,009	0,019	0,014
Mixité	Taux de femmes cadres □□	[40-60%]	32%	31%	30%
Équité F/H	Équité salariale femmes/hommes	< 2%	1,85%	1,92%	1,73%
Apprentissage	Part des apprentis dans les effectifs en CDI et en CDD en France hors entités régulées GRDF et GRTgaz [2]	>10%	8,3%	8,5%	8,5%
Formation	Taux d'effectif formé chaque année	100%	95%	86%	84%
Achats responsables	Indice d'achats responsables (hors achats d'énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	100	59	54	38
Prévention fraude et corruption	Taux de formation du personnel le plus exposé au risque de corruption	>95%	84%	68%	55%
Dialogue Parties Prenantes	Taux d'activité avec un plan sociétal pour la concertation avec les parties prenantes	100%	54%	49%	46%

□□ *Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*
(1) Calculé par million d'heures travaillées.
(2) Périmètre révisé pour toutes les périodes pour couvrir uniquement les entités France hors entités régulées GRDF et GRTgaz.

Le taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants atteint 1,7 en amélioration par rapport à 2023 (1,8). Cet indicateur a été étendu à partir de 2024 aux sous-traitants et intérimaires travaillant pour le Groupe avec une ambition accrue pour la cible 2030 qui passe de 1,8 à 1,5.

Le taux de femmes dans le management s'établit à 32%, en progression par rapport à 2023 (31%). Cette amélioration résulte de la poursuite des effets du programme *fifty-fifty*, dédié à la transformation culturelle du Groupe pour accueillir et retenir les talents féminins et ainsi accélérer et soutenir la promotion de la parité Femmes-Hommes.

Pour mémoire, l'indicateur d'équité femmes/hommes, qui était précédemment l'index EgaPro, a été remplacé en 2022 par l'indicateur d'équité salariale qui mesure l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes. La cible 2030 est fixée à un écart maximal de 2% au niveau Groupe. Cet indicateur s'inscrit dans la continuité de l'index EgaPro et traduit une ambition renforcée en passant à un indicateur international plus lisible. Le résultat 2024 s'élève à 1,85% en progression par rapport à 2023 (1,92%).

Les indicateurs sociaux, environnementaux et sociétaux du Groupe sont repris dans l'état de durabilité présenté en Section 3.1.

1.5.3 Notations ESG

ENGIE a vu sa performance ESG de nouveau reconnue en 2024.

Le Groupe maintient des notes élevées en performance ESG, le situant largement au-dessus de la moyenne des secteurs de référence des différentes agences.

Ses principales notations sont les suivantes :

- agence de notation S&P Global : 73/100 ;
- agence de notation Moody's ESG : 73/100 ;
- agence de notation Sustainalytics : risque ESG élevé avec une note de 30,2 ;
- agence de notation MSCI : note AA avec un *scoring* de 7,6/10 ;
- agence de notation Sustainable Fitch : *rating* 2 avec un *scoring* de 65/100 ;
- agence ISS ESG : *rating B- Prime ;*
- agence EcoVadis : 73/100.

Le Groupe est notamment présent dans les indices *Dow Jones Best-In-Class World Index, Euronext Sustainable World 120, Euronext Sustainable Europe 120, Euronext Sustainable Euro 120, Euronext Sustainable France 20, CAC 40 ESG, MSCI EMU ESG et Europe ESG.*

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également aux questionnaires du CDP (ex-*Carbon Disclosure Project*). En matière de lutte contre le changement climatique, le Groupe a reçu la notation A- (versus B en 2023) suite à sa réponse au questionnaire CDP Climat. En matière de protection de la ressource en eau, le Groupe a reçu la note A- (stable par rapport à 2023) suite à sa réponse au questionnaire CDP Eau. Enfin le Groupe a obtenu la note B (versus C en 2023) en matière de gestion durable de la ressource bois suite à sa réponse au questionnaire CDP Forêts.

Par ailleurs le Groupe a fait évaluer sa trajectoire de neutralité carbone jusqu'en 2045 par Moody's qui a publié son évaluation le 21 février 2024 : NZA-2 sur une échelle de cinq niveaux allant de NZ-1 à NZ-5 ; avec une ambition alignée avec une trajectoire 1,5 °C et un niveau "solide" sur l'implémentation des objectifs. Une synthèse de l'évaluation est disponible ci-dessous avec le rapport complet directement sur le site de Moody's (www.moodys.com/research/doc--PBC_1388307).

1.6 PRÉSENTATION DES ACTIVITÉS DU GROUPE AU 31 DÉCEMBRE 2024

Cette présentation est celle du Groupe en 2024, la définition des *Global Business Units* (GBU) ayant évolué au 1er février 2025 (voir Section 1.1.3).

ENGIE était composé de quatre *Global Business Units* (GBU) associées aux quatre métiers principaux du Groupe, renouvelables, infrastructures, solutions énergétiques, production flexible et fourniture d'énergie, ainsi que deux entités opérationnelles, Nucléaire et *Global Energy Management and Sales* (GEMS).

1.6.1 GBU Renouvelables

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	5 467	5 512	-0,8%
EBIT *(en millions d'euros)*	2 198	2 005	+9,6%
Capacités installées *(GW)*	46,1	41,4	+11,4%

1.6.1.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

Le rôle de la GBU Renouvelables est de développer, construire, financer, exploiter et maintenir des actifs de production d'électricité renouvelable en ligne avec l'objectif d'ENGIE d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. Pour ce faire, la GBU concentre son expertise industrielle, financière et de gestion de l'énergie sur cinq technologies principales :

- l'hydroélectricité ;
- le solaire photovoltaïque ;
- l'éolien terrestre ;
- l'éolien en mer ; et
- le stockage par batteries associé à un actif renouvelable.

Organisation

La GBU Renouvelables est organisée autour de :

- quatre régions opérationnelles :
  - Europe,
  - Amérique du Nord,
  - Amérique du Sud,
  - Asie, Moyen-Orient et Afrique (AMEA) ;
- quatre départements de soutien opérationnel :
  - *Business Development*,
  - Performance opérationnelle,
  - Ingénierie, Technologie & IT,
  - Achats et projets ;
- trois fonctions support :
  - juridique et éthique,
  - finance et stratégie,
  - ressources humaines, communication et ESG.

Les activités d'éolien en mer d'ENGIE sont exclusivement gérées par Ocean Winds, une *joint-venture* avec EDP Renováveis.

Stratégie

La GBU déploie une stratégie de croissance industrielle basée sur les piliers suivants :

- être un leader dans les énergies renouvelables. Pour ce faire, la majorité des investissements futurs seront concentrés sur les cinq marchés prioritaires historiques de la GBU, principalement la France, le Brésil, le Chili et l'éolien en mer, avec une ambition croissante dans la région AMEA, particulièrement en Inde ;
- axer le développement du Groupe sur un modèle gardant les actifs au bilan (*develop-to-own*) dans les zones géographiques matures où ENGIE est l'opérateur et gère le risque de développement ;
- renforcer la compétitivité en améliorant l'excellence opérationnelle, en particulier par le déploiement d'une plateforme industrielle mondiale pour partager l'expertise et obtenir des effets d'échelle dans l'ingénierie, l'approvisionnement, l'opération et la maintenance (O&M) ;
- différencier le Groupe par le déploiement d'un modèle industriel intégré, en tirant parti de l'expertise tout au long de la chaîne de valeur : conception et développement de projets, ingénierie, financement, achat d'équipements clés, gestion de projets de construction, gestion d'actifs et opérations et maintenance, voies d'accès au marché, gestion des risques de marché, en partenariat avec GEMS pour ces deux dernières activités.

1.6.1.2 Risques spécifiques aux énergies renouvelables (voir Section 2.2)

L'environnement politique mondial est généralement favorable au développement des sources d'énergie renouvelable en raison de la prise de conscience de la nécessité de réduire les émissions de CO_2 pour lutter contre le changement climatique, conjuguée aux besoins d'électricité supplémentaires générés par l'électrification des usages et par les besoins du digital et de l'Intelligence artificielle. Les tendances à la baisse des coûts des technologies et à la hausse de leurs performances en favorisent le développement, notamment en associant la production intermittente renouvelable au stockage par batterie. Les objectifs fixés dans les différents pays en matière de capacités d'énergie renouvelable sont souvent ambitieux.

La réalisation de ces objectifs se heurte néanmoins à des difficultés, notamment :

- attirer et retenir les talents sur un marché où la concurrence est très forte ;
- obtenir les autorisations et l'accès au réseau en temps voulu ;
- investir massivement dans les infrastructures de transport électrique afin d'accompagner la croissance des installations renouvelables ;
- gérer les coûts des projets à la lumière des prix et des taux d'intérêt plus élevés que par le passé, des perturbations dans la chaîne d'approvisionnement en équipements et des difficultés techniques et financières qui touchent certains fournisseurs occidentaux, dans un contexte de pression pour répondre à l'ampleur de la demande mondiale.

Pour atténuer ces risques, le Groupe s'appuie sur sa dimension mondiale et sa présence locale. L'implantation internationale d'ENGIE lui permet de faire face aux enjeux de l'approvisionnement en équipements en améliorant l'accès aux fournisseurs et les synergies au niveau mondial. La GBU Renouvelables dispose d'une plateforme industrielle mondiale qui accompagne les projets dans tous les pays où elle opère, couvrant le développement, la construction et les opérations, en soutien d'équipes locales dotées d'une connaissance approfondie de l'environnement commercial local.

Enfin, dans un contexte où les prix du marché gardent une certaine volatilité avec une tendance à la baisse, ENGIE s'appuie sur GEMS pour la gestion des risques de marché.

1.6.1.3 Activités en Europe

1.6.1.3.1 France

En France, ENGIE reste le premier producteur d'énergie éolienne terrestre et d'énergie solaire à grande échelle, et occupe également la deuxième place dans le domaine de la production hydroélectrique. La GBU a pour objectif de se renforcer dans l'éolien terrestre et dans le solaire photovoltaïque. Elle se positionne principalement sur des appels d'offres publics et contribue à l'émergence et au développement d'appels d'offres d'entreprise (*corporate PPA*).

En 2024, ENGIE a mis en service près de 0,4 GW de nouvelles capacités solaires et éoliennes terrestres en France.

Le périmètre d'activités en France comprend trois filiales détenues par ENGIE, seules ou en partenariat :

- ENGIE Green (détenue à 100% par ENGIE), le leader français de l'éolien et du solaire basé à Paris avec environ 660 employés et une capacité installée de plus de 4,1 GW (2,6 GW d'éolien terrestre et 1,5 GW d'énergie solaire) ;
- SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi, détenue à 100% par ENGIE), basée près de Toulouse produit de l'hydroélectricité de haute chute (0,8 GW installé) dans le sud-ouest de la France ;
- CNR (Compagnie Nationale du Rhône, dont ENGIE est l'actionnaire principal avec une participation de 49,97%), basée à Lyon, avec 3,1 GW de capacité hydroélectrique installée le long du Rhône et sa filiale CN'Air avec 1 GW de capacité éolienne et solaire terrestre installée à fin 2024.

Évolutions réglementaires

Les principaux textes réglementaires d'application de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables adoptée en mars 2023 ont été publiés courant 2024, notamment ceux relatifs au développement de l'agrivoltaïsme, à la raison impérative d'intérêt public majeur ou à l'anticipation du développement des réseaux électriques. La programmation pluriannuelle de l'énergie a été soumise à une concertation publique jusqu'à mi-décembre 2024. L'enjeu est d'obtenir courant 2025 une confirmation des objectifs de production d'énergies renouvelables à 2035. La réforme du cadre juridique des concessions hydroélectriques a été intégrée dans une commission d'enquête sénatoriale et dans une mission d'information à l'Assemblée Nationale. L'enjeu est de trouver une issue aux démarches contentieuses initiées par la Commission européenne à l'encontre de la France, afin d'ouvrir la voie à de nouveaux investissements hydroélectriques. Néanmoins, la CNR, qui relève d'un régime particulier et dont la concession a été prolongée par le Parlement jusqu'en 2041, est en capacité de mener les investissements nécessaires, prévus dans le cadre de la concession.

1.6.1.3.2 Reste de l'Europe

Outre sa position de leader en France, le Groupe continue d'accélérer ses activités dans le reste de l'Europe en développant un solide portefeuille de projets, avec différentes échéances et dans des zones géographiques ciblées.

En Europe (hors France), le Groupe exploite à fin 2024, 1,9 GW d'hydroélectricité (principalement dans la péninsule ibérique), 3,5 GW d'éolien terrestre (principalement en Espagne, au Portugal et en Belgique) et 0,5 GW d'énergie solaire (principalement en Espagne et en Italie) et 0,05 GW de stockage par batterie, associé à des actifs renouvelables. En 2024, ENGIE a ajouté plus de 0,3 GW de capacités renouvelables en Europe (hors Ocean Winds), principalement en France, en Roumanie, en Italie, en Pologne et en Espagne.

Dans le domaine de la production hydroélectrique, ENGIE, en partenariat avec Crédit Agricole Assurances et Mirova, occupe une position forte au **Portugal** avec un portefeuille hydroélectrique de 1,7 GW dans le nord-est du pays. Le Groupe est également présent en **Espagne** avec un portefeuille de petites centrales hydroélectriques (totalisant 0,06 GW) et en **Allemagne** où il exploite la centrale hydroélectrique de Pfreimd (0,1 GW).

Concernant l'éolien terrestre, les capacités du Groupe se situent essentiellement en **Espagne** (1,4 GW), en **Belgique** (0,6 GW), au **Portugal** (0,3 GW), en **Italie** (0,4 GW), en **Allemagne** (0,2 GW), en **Pologne** (0,2 GW) et en **Roumanie** (0,2 GW).

Hors France, le Groupe possède également en Europe 0,6 GW d'actifs solaires, principalement en **Espagne** (0,2 GW), en **Italie** (0,1 GW), en **Pologne** (0,1 GW), aux **Pays-Bas** (0,04 GW), en **Roumanie** et au **Royaume-Uni.**

1.6.1.3.3 Activités d'éolien en mer par l'intermédiaire d'Ocean Winds (OW)

Ocean Winds (OW) est une *joint-venture* créée en 2019 et détenue par EDP Renováveis et ENGIE, qui combine des actifs éoliens fixes et flottants, principalement en Europe, aux États-Unis et dans certaines régions d'Asie. À la fin de l'année 2024, la coentreprise exploite une capacité installée de 1,9 GW (1,4 GW au Royaume-Uni, 0,5 GW en Belgique et 0,03 GW au Portugal). Trois projets d'éolien en mer étaient en construction en 2024, dont 1 GW en France et 0,9 GW au Royaume Uni.

1.6.1.4 Activités en Amérique du Nord

L'Amérique du Nord est un marché prioritaire pour la croissance d'ENGIE dans le domaine des énergies renouvelables, avec une grande proportion d'actifs contractés auprès de clients Commerciaux et Industriels (C&I) par le biais de *Corporate PPA*. En 2024, le Groupe a signé 1,5 GW de *Corporate PPA* aux États-Unis.

Fin 2024, le portefeuille d'actifs opérationnels d'ENGIE se composait de 3,9 GW d'éolien terrestre (3,2 GW aux États-Unis et 0,7 GW au Canada), de 2,8 GW de solaire aux États-Unis et de 0,7 GW de stockage par batterie aux États-Unis. La grande majorité de ce portefeuille opérationnel est située dans cinq zones : ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), SPP (Southwest Power Pool), PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland) et MISO (Midcontinent Independent System Operator) aux États-Unis et en Ontario (Canada). En 2024, ENGIE a mis en service près de 1 GW (0,8 GW de solaire et 0,1 GW de batteries associés à des actifs renouvelables).

Évolutions réglementaires

L'*Inflation Reduction Act* (IRA), promulgué aux États-Unis en août 2022, devrait générer un investissement estimé à 370 milliards de dollars (environ 350 milliards d'euros) dans les énergies renouvelables sur la période 2023-2033. L'IRA comprend des crédits d'impôts fédéraux pour encourager les investissements dans les technologies d'énergies renouvelables et pour lutter contre le changement climatique à travers le stockage du carbone, la production de carburants renouvelables et l'installation de moyens de production d'équipements d'énergies renouvelables. Le paquet de mesures comprend plus de 60 milliards de dollars (environ 57 milliards d'euros) pour soutenir la production d'énergie propre le long du littoral américain. Ces mesures devraient permettre de doubler le rythme de développement des énergies renouvelables, tout en stimulant la délocalisation des chaînes d'approvisionnement en énergies renouvelables, en particulier la fabrication. À date, il n'y a pas de remise en cause majeure attendue de l'IRA de la part de la nouvelle Administration américaine, à la suite de l'élection présidentielle de novembre 2024.

1.6.1.5 Activités en Amérique du Sud

Deux des cinq marchés clés d'ENGIE se situent en Amérique du Sud, où le Groupe détient des positions fortes avec 12,1 GW d'hydroélectricité (principalement au Brésil), 2,4 GW d'éolien terrestre, 1,4 GW d'énergie solaire et 0,1 GW de stockage par batterie.

En 2024, ENGIE a commencé au Brésil la construction des parcs solaires et éoliens les plus importants de son portefeuille global, de 0,8 GW pour le solaire et 0,9 GW pour l'éolien et a également finalisé l'accord pour l'acquisition de 0,5 GW d'actifs solaires opérationnels.

Au **Brésil**, ENGIE exploite 11,7 GW d'hydroélectricité, 2,3 GW d'éolien terrestre et 1 GW de photovoltaïque.

ENGIE Brasil Participações Ltda (EBP, filiale à 100% d'ENGIE), détient 68,71% du capital d'ENGIE Brasil Energia (EBE), qui est responsable de la production centralisée d'électricité et des activités de transport. EBP détient une participation de 40% dans Energia Sustentavel do Brasil Participações S.A., qui possède la centrale hydroélectrique de Jirau (3,8 GW).

Au **Chili**, par l'intermédiaire de sa filiale ENGIE Energia Chile (EECL), détenue à 60%, ENGIE dispose de 1,4 GW de capacité renouvelable, dont 0,65 GW de solaire et 0,3 GW d'éolien terrestre, 0,25 GW de stockage par batteries associé à un actif solaire existant et 0,05 GW d'hydroélectricité.

Au **Mexique**, le Groupe exploite 0,9 GW (0,7 GW d'énergie solaire, 0,2 GW d'éolien terrestre et 0,03 GW de stockage par batterie).

Au **Pérou**, ENGIE, par l'intermédiaire d'ENGIE Energia Peru (détenue à 61,77% par ENGIE), exploite 0,3 GW de capacité hydroélectrique, 0,04 GW de capacité solaire et le parc éolien terrestre Punta Lomitas (0,3 GW). Ce parc éolien est le plus grand du pays et reprend le contrat de vente d'électricité de la centrale à charbon Ilo21 qui a cessé d'être exploitée.

1.6.1.6 Activités en Asie, Moyen-Orient et Afrique

ENGIE exploite une capacité de 3 GW dans la région, dont 1,5 GW d'énergie solaire et 1,5 GW d'énergie éolienne terrestre, dont 0,3 GW provenant de l'acquisition en 2023 de BTE Renewables en Afrique du Sud.

L'acquisition de BTE Renewables, développeur, propriétaire et opérateur leader d'actifs renouvelables en Afrique, renforce la position d'ENGIE en **Afrique du Sud** qui s'établit à 0,7 GW de capacité installée (0,3 GW d'éolien terrestre et 0,4 GW d'énergie solaire). Elle ouvre la voie à un développement accéléré car cette acquisition s'accompagne d'un portefeuille de 3 GW de projets en développement avancé.

En **Inde**, ENGIE détient un portefeuille d'environ 1,1 GW en énergies renouvelables, dont 0,9 GW de solaire et 0,3 GW d'éolien terrestre. En 2024, le Groupe a mis en service 0,5 GW de nouvelles capacités solaires.

ENGIE exploite également des actifs au **Maroc** (0,3 GW d'éolien terrestre), en **Égypte** (0,6 GW d'éolien terrestre), où le Groupe construit également un projet éolien de 500 MW, partiellement mis en service en 2024, en **Australie** (0,2 GW d'éolien terrestre), ainsi qu'en **Malaisie** (0,1 GW de solaire).

1.6.2 GBU Infrastructures

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	7 231	6 873	+5,2%
EBIT *(en millions d'euros)*	2 460	2 265	+8,6%
Longueur des réseaux de distribution de gaz *(en km)*	260 488	258 512	+0,8%
Longueur des réseaux de transport de gaz *(en km)*	39 634	39 629	0%
Longueur des réseaux de transport d'électricité *(en km)*	5 439	5 720	-4,9%

1.6.2.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU Infrastructures est en charge du développement, de l'exploitation et de la maintenance d'infrastructures gazières (réseaux de distribution et de transport, stockage et terminaux méthaniers) et de réseaux électriques. Elle est également en charge de la production de gaz renouvelables.

ENGIE est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe et dispose de 8 000 km de lignes électriques en opération, en construction ou en développement, en Amérique du Sud. ENGIE est aussi le 2e producteur de biométhane en France.

Les infrastructures électriques et gazières sont au cœur de la transition énergétique :

- le gaz, progressivement verdi à travers le développement des gaz renouvelables (biométhane, hydrogène, e-méthane), est un vecteur indispensable de la transition énergétique ;
- les réseaux électriques sont indissociables du développement des énergies renouvelables qu'il faut connecter, transporter et distribuer.

La stratégie poursuivie par la GBU Infrastructures peut se résumer en quatre points :

- assurer la performance opérationnelle des infrastructures gazières et électriques du Groupe ;
- adapter les infrastructures gazières d'ENGIE aux gaz renouvelables (biométhane, hydrogène, e-méthane) ;
- accélérer la production de gaz renouvelables en France (biométhane, hydrogène, e-méthane) et dans un certain nombre de pays ciblés à l'international ;
- accélérer le développement des infrastructures électriques à l'international.

Marché et environnement concurrentiel

Un régulateur national indépendant établit un système de rémunération des réseaux avec des formules dont les paramètres sont revus en général tous les quatre ans. Du fait de la nature des actifs de transport et distribution, et du caractère régulé de leurs marchés, il n'y a pas ou peu de concurrence entre les différents acteurs. En Europe, principal marché d'ENGIE, les principaux gestionnaires de réseaux sont EDF, National Grid, Enel et E.ON avec une exposition majoritairement aux réseaux d'électricité.

Le modèle économique des infrastructures gaz et des réseaux électriques d'ENGIE est, sauf exception (réseau TAG, voir Section 1.6.2.3), principalement régulé. La régulation qui s'appliquera aux développements d'infrastructures d'hydrogène, qui pourront être réalisés par les filiales d'ENGIE en charge des infrastructures gaz en respectant certaines obligations de séparation juridique ou comptable et un accès des tiers non discriminatoire, est en cours de définition.

L'activité liée au biométhane reste locale et fragmentée avec un grand nombre d'acteurs (développeurs locaux, entreprises spécialisées dans la production de biométhane, entreprises de l'industrie pétrolière et gazière, *Utilities*). Parmi eux, des leaders ont émergé et construit leur développement localement, comme *Archaea Energy* aux États-Unis, *Malucelli* au Brésil, *SGN* au Royaume-Uni. Des opérations d'acquisition ont permis à des acteurs internationaux de l'industrie pétrolière et gazière et des *Utilities*, de se constituer un portefeuille d'actifs et de projets européens voire mondiaux.

Le Groupe prévoit un maintien du niveau actuel des investissements dans les gaz verts. Cette approche est largement confortée par le développement rapide du cadre règlementaire pour accompagner l'essor de l'hydrogène et du biométhane dans l'Union Européenne. Le train de mesures sur le gaz adopté en avril 2024 fixe un objectif européen de production de biométhane (35 bpm à horizon 2030), une définition des gaz bas-carbone, un cadre réglementaire pour la régulation des infrastructures hydrogène et des obligations de planification des infrastructures dont la mise en œuvre est confiée aux États et aux opérateurs.

En France, les orientations politiques en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Les priorités d'action de la politique climatique et énergétique française sont en cours d'actualisation avec la future Stratégie Française sur l'Énergie et le Climat (SFEC). Les principales conclusions du rapport de la CRE d'avril 2023 sur l'avenir des infrastructures gazières, celles issues de la consultation publique sur la «décarbonation du bâtiment» à l'été 2023 (qui met en évidence les difficultés liées à une éventuelle interdiction d'installation de nouvelles chaudières gaz dans les logements existants), de même que celles de la consultation publique réalisée en novembre-décembre 2024 sur le projet de PPE3 (*Programmation pluriannuelle de l'énergie*) 2025-2035, donnent au gaz une place importante dans un mix énergétique équilibré, en faveur duquel le Groupe plaide. Si le rôle que joueront à plus long terme les vecteurs gaz (biométhane issu de différentes filières technologiques, hydrogène vert et hydrogène bleu, méthane fossile couplé à la capture et à la séquestration du CO_2) dans la décarbonation de l'économie française est encore incertain, différencié selon les types de consommateurs et en discussion dans le cadre de la SNBC (*Stratégie Nationale Bas Carbone*), leur remplacement total par le vecteur électrique n'est pas envisageable pour des raisons tant techniques (impossibilité de se passer d'un vecteur gaz dans certains process industriels, impossibilité d'installer des pompes à chaleur dans toutes les typologies de bâtiments) qu'économiques (surinvestissements nécessaires dans le système électrique si la flexibilité qu'apporte le système gaz n'était pas conservée).

1.6.2.2 Activités en France

1.6.2.2.1 GRDF

GRDF, filiale indépendante d'ENGIE, assure en France le développement, l'exploitation et la maintenance de réseaux de distribution (201 000 km de réseaux) et achemine le gaz au profit des consommateurs. GRDF a pour mission d'offrir un accès non-discriminatoire au réseau à tous les fournisseurs de gaz ainsi qu'aux producteurs de biométhane. Son nouveau projet d'entreprise fondé sur la décarbonation, place l'entreprise sur une trajectoire compatible avec l'Accord de Paris. La décarbonation de ses activités est opérée sur les trois *scopes* grâce à la transformation de ses métiers, une première mondiale pour une entreprise de distribution de gaz. Le projet d'entreprise ambitionne ainsi d'ici 2030 de multiplier par cinq l'injection des gaz renouvelables et bas carbone dans les réseaux et de diviser par deux les émissions de gaz à effet de serre de l'entreprise. Il prévoit également l'accompagnement de ses parties prenantes dans leur propre décarbonation.

L'activité de distribution présente des spécificités liées à son caractère de service public local. Chaque collectivité alimentée en gaz confie à un distributeur agréé, par voie de concession, l'exploitation du service public de la distribution de gaz sur son territoire. Les concessions sont conclues ou renouvelées sur la base d'un modèle de contrat établi conjointement entre les Fédérations représentatives des collectivités concédantes (FNCCR, AFU) et GRDF. Les autorités concédantes exercent ensuite des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant de ces contrats de concession. En 2022, un nouveau modèle de contrat de concession a été adopté par la FNCCR, France Urbaine et GRDF. Il entérine plusieurs grandes évolutions : au-delà des enjeux liés à la sécurité et à la modernisation du réseau, il met l'accent sur une adaptation accrue aux enjeux du territoire au service de la transition énergétique locale ; un pilotage et un contrôle précis des décisions d'investissement (le SDI/PPI) ; la mise en place d'indicateurs de qualité de service, avec des pénalités pour GRDF en cas de non-réalisation des engagements. Fin 2024, environ 300 nouveaux contrats ont été signés avec de grandes villes, métropoles ou syndicats d'énergies sur la base de ce nouveau modèle. Ces contrats de longue durée - jusqu'à 30 ans - témoignent de la valeur reconnue par les collectivités du réseau gazier dans la transition énergétique à long terme.

Les ouvrages de distribution appartiennent aux collectivités, alors même qu'ils sont construits et financés par GRDF. GRDF, en tant que concessionnaire, en a l'usage exclusif. Le Code de l'énergie reconnaît des zones de desserte exclusives aux concessionnaires historiques que sont GRDF et les 22 Entreprises locales de distribution (ELD). Titulaires d'un monopole de distribution, ils sont les seuls opérateurs avec lesquels les collectivités territoriales concédantes peuvent renouveler leurs concessions.

Hors des zones de desserte exclusives de GRDF et des ELD, les communes non desservies en gaz ont la possibilité de confier la distribution publique de gaz à l'opérateur agréé de leur choix après une procédure de mise en concurrence.

Évolutions réglementaires

Hormis ce cas particulier des délégations de service public attribuées récemment après mise en concurrence, un tarif fixé par la CRE (Commission de régulation de l'énergie) rémunère l'activité de GRDF. Le tarif en vigueur actuellement dit "ATRD7" s'applique depuis le 1er juillet 2024 pour une durée de quatre ans sur la zone de desserte exclusive de GRDF.

En hausse de 27,5%, dont les trois-quarts résultent d'un effet report lié aux aléas de la période tarifaire précédente (crise sanitaire, crise énergétique et aléas climatiques), ce nouveau tarif intègre des évolutions du cadre et de la structure qui rendent le modèle régulatoire des infrastructures de distribution de gaz plus résilient, afin de préparer l'avenir.

Il permet à GRDF d'assurer ses missions essentielles au service des collectivités et de ses clients individuels et industriels, au premier rang desquelles demeurent la sécurité des réseaux. Sur la période ATRD7, GRDF dispose des moyens pour mener ses projets structurants tels que verdissement du gaz et le projet Changement de gaz de conversion de gaz B en gaz H du Nord de la France.

Au-delà de l'importante dynamique d'intégration du biométhane dans les réseaux, GRDF continue à déployer son programme de R&D pour préparer l'intégration des nouveaux gaz renouvelables, dans le but de jouer pleinement son rôle d'accompagnement dans la décarbonation et de préservation d'un mix énergétique équilibré et diversifié.

Pour la période 2024-2027, la CRE a retenu un taux de rémunération de la base d'actifs régulés de GRDF de 4,0% – réel avant impôts – pour les actifs mis en service avant 2024, et de 5,3% - nominal avant impôt – pour les investissements réalisés à compter de 2024.

La CRE décide une fois par an des évolutions du tarif afin de l'adapter le plus justement au contexte économique et à la réalité des consommations.

1.6.2.2.2 GRTgaz (1)

GRTgaz est une filiale indépendante d'ENGIE, détenue par ENGIE, SIG et ses salariés à hauteur respectivement de 60,8%, 38,6% et 0,6% du capital.

Activités

GRTgaz assure, sur la plus grande part du territoire français, le développement, l'exploitation et la maintenance d'un réseau de transport de gaz constitué de plus de 32 000 km de canalisations enterrées et de 26 stations de compression. Ce réseau permet d'acheminer le gaz entre fournisseurs, producteurs de biométhane et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz opère son réseau de façon sécurisée et optimisée et commercialise des services de transport aux utilisateurs du réseau ; il assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation des consommateurs, et permettre une meilleure intégration des marchés européens du gaz.

GRTgaz et ses filiales Elengy, opérateur de terminaux méthaniers en France, et GRTgaz Deutschland, opérateur du réseau de transport MEGAL en Allemagne, jouent un rôle clé sur la scène européenne des infrastructures gazières.

Évolutions réglementaires

Par délibération du 30 janvier 2024, la CRE a défini la méthodologie et fixé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport en France dit "ATRT8" applicables pour 2024-2027. Dans ce cadre et en application de la méthodologie et des hypothèses d'inflation retenues, la hausse moyenne des différents termes tarifaires en 2024 s'établit à environ +19% par rapport au tarif en vigueur. Les termes tarifaires évolueront ensuite chaque année selon l'inflation majorée ou minorée d'un terme correctif. Cette délibération fixe en outre le taux de rémunération des actifs intégrés à la Base d'Actifs Régulée (BAR) avant le 31 décembre 2023, à 4,1% (réel avant impôts). Les nouveaux actifs (intégrés à la BAR après cette date) seront rémunérés par un taux nominal de 5,4% avant impôts et la durée d'amortissement régulatoire a été réduite

(1) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.

de 50 ans à 30 ans pour les nouvelles canalisations. Pour mémoire, le taux de rémunération de base d'actifs régulés de GRTgaz pour 2020-2023 était de 4,25%.

La Commission Européenne a publié le 13 juin 2024 la directive (UE) 2024/1788 concernant les règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène. Cette directive est accompagnée d'un règlement (Règlement (UE) 2024/1789 du 13 juin 2024 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène). Ces documents définissent notamment un cadre pour la régulation de l'accès aux infrastructures hydrogène, similaire à celui du gaz naturel. Ces dispositions devront être transposées en droit français. GRTgaz entend se positionner comme opérateur de transport d'hydrogène dans ce cadre.

Projets démarrés ou réalisés au cours de l'année 2024

GRTgaz, acteur de la transition énergétique, investit dans des solutions innovantes pour favoriser le développement, l'injection dans les réseaux et les usages des gaz renouvelables et bas carbone (biométhane et hydrogène), contribuant ainsi à l'atteinte de la neutralité carbone.

GRTgaz contribue à l'émergence du vecteur énergétique hydrogène en développant des projets d'infrastructures de transport d'hydrogène au niveau des bassins de production et de consommation d'hydrogène les plus dynamiques : Dunkerque (projet Dhune), Sarre (projet MosaHyc), Alsace (projet RHyn), Marseille (projet HYnframed), etc. GRTgaz est en outre partie prenante du projet H2med qui reliera la péninsule ibérique à l'Allemagne, notamment sur le projet de canalisation offshore Barcelone – Marseille et le projet Hy-FEN entre Marseille et l'Allemagne.

GRTgaz est impliqué dans l'émergence de la capture, de l'utilisation et du stockage du carbone pour la partie logistique par canalisation. GRTgaz est impliqué dans quatre projets de transport de CO_2 en France à Dunkerque (canalisation à terre et ouvrage en mer vers la Norvège), Saint-Nazaire et son hinterland et Fos-sur-Mer.

En outre, la production de biométhane a continué de s'accroître, atteignant une capacité d'injection de 13 TWh par an à fin 2024 sur les réseaux de GRTgaz et GRDF en France. Ces évolutions renforcent la sécurité d'approvisionnement et la solidarité gazière européenne.

Consommation et flux de gaz

Par rapport à 2023, les consommations sont stables pour l'industrie (hors production d'électricité centralisée), en rebond après la baisse observée en 2022 (causée à l'époque par les prix élevés de l'énergie, qui sont redescendus depuis). La consommation de gaz pour les bâtiments est également stable. Enfin, la consommation de gaz pour la production d'électricité est en forte baisse – à la suite de la baisse des prix de l'électricité, reflétant l'abondance relative de la production d'électricité nucléaire et renouvelable (en particulier hydraulique), et la faiblesse de la demande d'électricité au premier semestre 2024 (source RTE). Les recettes de GRTgaz étant constituées essentiellement de ventes de capacités de transport, elles sont peu sensibles aux variations de court terme des volumes effectivement consommés en France.

En 2024, comme en 2023, l'activité de transport de gaz est restée marquée par l'arrêt quasi-total des importations de gaz russe en Europe par canalisations depuis 2022, ce qui a entraîné depuis lors une augmentation importante des importations de GNL en compensation. Les flux qui provenaient auparavant des pays situés à l'Est de la France ont fortement diminué, voire se sont inversés, la France devenant par moment un point de sortie de gaz vers l'Est, notamment vers la Belgique et l'Allemagne.

Cette évolution a été permise par le réseau de GRTgaz, renforcé significativement ces dix dernières années, et par l'optimisation de son utilisation qui a autorisé l'accroissement de l'injection de gaz en provenance des terminaux méthaniers sur le réseau et les exportations en sortie vers l'Allemagne, par le point d'interface d'Obergailbach. GRTgaz a également maintenu le système Ecogaz, lancé l'an dernier, pour inciter les clients qui le peuvent à réduire leur consommation de gaz pendant les périodes les plus tendues. Tous ces éléments ont permis d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France au cours de l'hiver 2023-2024.

1.6.2.2.3 Elengy

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception ainsi que la regazéification du Gaz Naturel Liquéfié (GNL). Depuis 2012, Elengy a développé des services complémentaires comme le rechargement de méthaniers, le transbordement entre navires ou le chargement de citernes routières de GNL.

Elengy est l'un des principaux opérateurs européens de terminaux méthaniers et exploite trois terminaux méthaniers en France. Au 31 décembre 2024, les installations d'Elengy ont une capacité de regazéification totale de 21,5 milliards de m^3 (Gm^3) de gaz par an. Elengy est propriétaire à 100% de ses trois terminaux et est depuis 2017 une filiale de GRTgaz, filiale indépendante d'ENGIE.

Depuis le début de la crise en Ukraine en 2022, les terminaux méthaniers français sont exploités au maximum de leur capacité pour répondre à la demande accrue de GNL. La capacité maximale du terminal de Fos Cavaou a été portée à 117 TWh par an grâce au dégoulottage technique et réglementaire du terminal.

Elengy joue un rôle crucial dans la sécurité énergétique de la France et de l'Europe, tout en s'engageant fermement dans la transition vers une économie bas carbone. Ainsi Elengy s'inscrit pleinement dans la trajectoire de décarbonation au travers des trois axes stratégiques suivants :

- la décarbonation de ses actifs et de ses activités, avec une transformation en tant que *hubs* multiservices de décarbonation à long terme ;
- la décarbonation de la mobilité lourde (terrestre et maritime) ;
- la décarbonation des industriels, notamment via les projets *Carbon Capture Use and Storage* - CCUS ("GO-CO_2" pour décarboner les sites industriels du Grand Ouest de la France et "Rhône CO_2" dans la Vallée du Rhône), ainsi que le projet Medhyterra consistant à réaménager une partie du terminal méthanier de Fos Tonkin en terminal d'importation d'ammoniac bas-carbone.

Installations

Le terminal de Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant de sources variées. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 Gm^3 de gaz par an, de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m^3 de GNL. Les deux appontements permettent d'accueillir des navires transportant jusqu'à 267 000 m^3 de GNL y compris les méthaniers de type Q-max. Le terminal a également une activité importante de transbordements de GNL.

Le terminal de Fos Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie. Son appontement peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m^3 de GNL et son réservoir a une capacité totale de 80 000 m^3. Sa capacité commerciale est de 1,5 Gm^3.

Le terminal de Fos Cavaou a été mis en service commercial en 2010. Sa capacité de regazéification actuelle est de 10 Gm^3 de gaz par an. Il dispose d'un appontement pouvant accueillir les navires de taille Q-max et de trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m^3 de GNL. Le terminal permet également le rechargement de méthaniers en GNL, et le chargement de camions pour du GNL porté. À Fos Cavaou, deux nouvelles baies ont été inaugurées, portant la capacité totale à 22 000 créneaux de chargement par an.

Évolutions réglementaires

Les terminaux méthaniers sont accessibles à tous les fournisseurs de GNL. L'accès à la regazéification est régulé. Les tarifs de regazéification en vigueur depuis le 1er avril 2021 ont été révisés par la CRE le 31 janvier 2023 avec application au 1er avril 2023.

La délibération de la CRE en date du 9 janvier 2025, portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés (ATTM7), fixe les tarifs d'utilisation pour la période débutant le 1er avril 2025. Elle intègre notamment une réduction de la durée d'amortissement régulatoire maximale à 20 ans pour les nouveaux investissements du terminal de Fos Cavaou, cette durée étant déjà applicable sur le terminal de Montoir-de-Bretagne.

Les services de transbordement et de chargement de micro-méthaniers et de citernes GNL ne sont pas régulés.

1.6.2.2.4 Storengy

Avec Storengy, le Groupe est leader du stockage souterrain de gaz naturel en Europe, doté d'une capacité nette de stockage de 12,2 milliards de m^3.

Stockage de gaz et conversion aux gaz renouvelables

En **France,** Storengy SA exploite 14 installations de stockage souterrain : neuf stockages en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m^3), quatre stockages en cavités salines (1 milliard de m^3) et un stockage en gisement déplété (80 millions de m^3). Deux de ces sites sont en exploitation réduite selon des modalités réglementaires précises.

En effet, après une mise en exploitation réduite en 2012, Storengy a redémarré le site de Trois-Fontaines-l'Abbaye en janvier 2023. Le redémarrage des installations déjà existantes permet le soutirage d'une partie du gaz encore présent dans le réservoir du site de stockage. Les recettes issues de la vente de ce gaz contribueront au démantèlement ou à la reconversion du site à l'issue de son exploitation, dans une dizaine d'années. Ce redémarrage s'intègre dans un projet global de réhabilitation complète du site en concertation avec les acteurs locaux (administration, pouvoirs publics, collectivités, associations, riverains).

En **Allemagne**, Storengy Deutschland exploite six stockages (1,7 milliard de m^3, trois sites salins, trois sites déplétés dont l'un a été démantelé en octobre 2024) et opère un septième stockage pour le compte de tiers.

Au **Royaume-Uni,** Storengy UK Ltd, exploite le stockage en cavités salines de Stublach (400 millions de m^3). Avec ses 20 cavités, ce stockage est actuellement le plus grand stockage *onshore* au Royaume-Uni.

En Europe, Storengy prépare la conversion des actifs de stockage aux gaz renouvelables (biométhane, méthane de synthèse, hydrogène) afin de valoriser le stockage de gaz dans un marché décarboné. A ce titre Storengy finalise le projet pilote HyPSTER à Etrez, et développe les projets GeoH2 sur le site de Manosque. D'autres projets sont à l'étude, en France Storgrhyn dans la région Grand Est, Hynet en Angleterre et Salthy en Allemagne, deux marchés avec des ambitions importantes sur le développement de l'hydrogène et des infrastructures.

Évolutions réglementaires

En octobre 2024, les niveaux de stockage de gaz dans **l'Union européenne (UE)** ont atteint des niveaux historiques avec un taux de remplissage de 95%, renforçant la sécurité énergétique du continent européen à l'approche de l'hiver.

L'UE avait fixé un objectif contraignant de remplissage des stockages de gaz à au moins 90% d'ici au 1er novembre chaque année, un objectif atteint dès août 2024, soit deux mois avant l'échéance, dans la lignée des performances enregistrées en 2023.

Ces niveaux élevés de stockage ont été rendus possibles par plusieurs facteurs, notamment un hiver relativement doux en 2022/2023, une demande réduite et une amélioration des importations, avec une part plus importante du GNL dans les approvisionnements.

Dans le contexte de la transition énergétique vers les énergies renouvelables, les stockages de gaz jouent toujours un rôle clé au sein du système énergétique. Ils contribuent non seulement à la sécurité d'approvisionnement, mais également à stabiliser les marchés énergétiques, ce qui est indispensable pour une transition vers un système énergétique décarboné au moindre coût.

Depuis 2022, les sites de Storengy ont toujours été remplis à 90% ou plus avant l'échéance européenne du 1er novembre.

Sur le modèle de revenus, plus spécifiquement, la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 31 janvier 2024 fixe pour Storengy France les modalités du tarif ATS3 pour la période 2024-2027. Le taux de rémunération applicable aux actifs intégrés à la Base d'Actifs Régulée (BAR) avant le 31 décembre 2023 est de 4,6% réel avant impôts. En outre, les nouveaux actifs (intégrés à la BAR après cette date) seront rémunérés par un taux nominal de 5,9% avant impôts, sur une période réduite de 50 à 30 ans.

1.6.2.2.5 Gaz Renouvelables Europe

En juillet 2023, l'entité Gaz Renouvelables Europe a été créée, afin de développer différentes formes de production gaz renouvelables et bas carbone. Cette entité, composée à fin 2024 de plus de 300 personnes, opère plus de 40 sites en exploitation en France, Angleterre, Pays-Bas et Belgique. Elle intègre également une équipe d'ingénierie, principalement présente en France et aux Pays-Bas, qui soutient la conception et la construction des projets dans toute l'Europe. Des équipes de *Business* Développement sont également présentes pour faire émerger de nouveaux projets au plus près du territoire.

La demande de biométhane est appelée à se développer fortement dans un environnement favorable puisque la Commission européenne a décidé, en 2022, de doubler son objectif de production de biométhane à 35 milliards de mètres cubes d'ici à 2030, ce qui équivaut à environ 380 TWh. Selon le scénario récemment publié par ENGIE sur les trajectoires de décarbonation en Europe, pour atteindre les objectifs européens "Fit for 55", 450 TWh de gaz décarbonés doivent être mobilisés d'ici 2030 parmi toutes les filières technologiques (méthanisation, pyrogazéification, hydrogène renouvelable et tous ses dérivés et gaz naturel associés au captage et stockage de CO_2).

Le Groupe vise une production de 10 TWh en Europe à horizon 2030, notamment en France, au Royaume-Uni, en Belgique ou aux Pays-Bas, où le groupe exploite déjà des unités de méthanisation. La capacité installée des unités de Gaz Renouvelable Europe, dépasse aujourd'hui le Térawattheure de production annuelle et de nombreux projets sont en cours de développement dans plusieurs pays européens.

1.6.2.3 Activités en Amérique

ENGIE est devenu l'un des acteurs majeurs dans le secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Sud.

Au **Chili**, ENGIE détient une participation de 59,99% dans ENGIE Energía Chile (EECL). Cette société opère 2 128 km de lignes de transport d'électricité et 28 sous-stations, dont S/E Roncacho et S/E Liqcau, qui sont entrées en service en 2024. De plus, le Groupe possède deux sous-stations en construction (La Ligua et Totihue), 12 km de ligne de 220 kV (deuxième circuit N. Chuquicamata-Calama) et 22,4 km de ligne de 66 kV (Totihue-Rosario). EECL détient également 50% de Transmisora Electrica del Norte (TEN). Cette société exploite 1 204 km de lignes de transport et quatre sous-stations, qui interconnectent les réseaux électriques du nord et du centre du Chili. Dans le secteur gazier, ENGIE détient une participation de 63% dans GNL Mejillones, un terminal de regazéification de GNL d'une capacité de 5,5 Mm^3/jour situé dans le nord du Chili, et de 100% dans les sociétés ENGIE Gas Chile et ENGIE Stream Solutions Chile, qui assurent la commercialisation du gaz naturel par des conduites de distribution et du GNL par camions. En outre, sa filiale EECL détient 100% de Gasoducto NorAndino, un pipeline gazier d'environ 1 100 km comprenant une interconnexion gazière entre l'Argentine et le Chili.

Au **Mexique**, ENGIE exploite huit sociétés de distribution locales fournissant du gaz naturel à près de 686 784 clients via un réseau de 14 218 km situé dans des zones d'activités importantes du pays : Bajío, México, Jalisco, Puebla-Tlaxcala, Querétaro, Reynosa-Matamoros, Tampico et Merida. ENGIE opère également trois gazoducs d'une longueur totale de 1 311 km approvisionnant en gaz naturel les zones à fort développement économique du Bajío (gazoducs du Bajío), du centre du Mexique (gazoducs Los Ramones II Sur) et de la péninsule du Yucatan (Energía Mayakan). Le gazoduc du Bajío, d'une longueur de 204 km, alimente l'une des régions les plus dynamiques du Mexique. En 2016, ENGIE a renforcé sa présence dans cette région avec le gazoduc Los Ramones II Sur qui fait partie du système National de Transport de Gaz (SISTRANGAS) Los Ramones, considéré comme l'une des plus importantes infrastructures gazières construites ces dernières années au Mexique. ENGIE a développé Los Ramones II Sur en partenariat avec Brookfield et la société publique Pemex qui détiennent respectivement 45% et 5% de l'infrastructure. Dans la péninsule du Yucatan, ENGIE opère conjointement le gazoduc Mayakan, un gazoduc de 700 km de long chargé de fournir du gaz naturel dans toute la péninsule, dans le cadre d'un contrat TSA avec la *Comision Federal de Electricidad*, couvrant 96% de sa capacité.reconduit jusqu'en 2050, pour la même capacité. Avec cet accord, ENGIE pourra étendre ses opérations dans les infrastructures gazières de transport et contribuer à la sécurité d'approvisionnement de la région.

Au **Pérou,** ENGIE détient une participation de 62% dans ENGIE Energia Péru, à travers laquelle, il opère plus de 900 km de lignes de transport d'électricité.

Au **Brésil**, ENGIE est présent dans le secteur du transport d'électricité depuis décembre 2017. ENGIE Brazil Energia (EBE) a remporté une vente aux enchères pour le projet Gralha Azul, comportant 1 000 km de lignes de transport électrique et cinq sous-stations électriques dans l'État de Paraná dans le sud du pays. En janvier 2020, ENGIE a acquis les projets Novo Estado auprès de Sterlite, concessionnaire chargé de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de 1 800 km de lignes de transmission dans les États de Pará et de Tocantins, y compris la construction d'une nouvelle sous-station et la modernisation de trois sous-stations existantes dans les deux États. Le projet Gralha Azul est entièrement opérationnel depuis juillet 2022, de même que le projet Novo Estado depuis février 2023. En 2022, EBE a remporté le projet Gavião Real, dans l'État de Para, pour la construction d'une nouvelle sous-station 230/138 kV et une ligne de transmission de 1,5 km, pour un investissement total de 18 millions d'euros. La mise en service a été effectuée en mars 2024. En juin 2023, ENGIE a remporté aux enchères le projet Asa Branca consistant à construire une ligne électrique de 500 kV longue de 1 000 km, et à renforcer cinq sous-stations, pour connecter la production d'électricité renouvelable de l'état de Bahia, au nord-est du pays, à l'état d'Esperito Santo dans le sud-est. L'investissement est estimé à 520 millions d'euros pour une mise en service attendue en 2025.

Dans le domaine des infrastructures gazières, ENGIE a conclu l'acquisition des actifs de transport de TAG en 2020 via un consortium constitué d'ENGIE à hauteur de 65% et de la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) pour les 35% restants. Le Groupe a finalisé, en janvier 2024, la cession à CDPQ (partenaire actuel) d'une participation de 15% dans TAG. TAG est une des principales sociétés de transport de gaz naturel sur le marché régulé au Brésil avec un réseau de gazoducs d'environ 4 500 km en opération et 100 km en construction, soit environ 45% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays. TAG compte 11 installations de compression de gaz, 14 points d'entrée (dont trois terminaux méthaniers en exploitation) et 90 points de sortie avec deux autres en construction. TAG transporte du gaz naturel vers dix sociétés de distribution de gaz (SDL), des raffineries, des usines d'engrais et des centrales électriques thermiques. En 2022, TAG a finalisé la reprise de ses opérations, la mise en place d'un centre de supervision et de contrôle autonome (CSC) à Rio de Janeiro, et a lancé avec succès un processus d'offre de capacité d'entrée et de sortie, passant d'un à plus de 20 nouveaux expéditeurs. TAG n'a cessé d'élargir son portefeuille de produits et de diversifier le profil de ses expéditeurs. Les nouveaux contrats avec les producteurs, les distributeurs locaux et les grands consommateurs représentent actuellement une part significative des revenus de TAG. Le portefeuille des expéditeurs comprend de grandes entreprises pétrolières et gazières internationales telles que Shell, Equinor, et Galp. En outre, plusieurs nouveaux projets sont en cours de prospection, de développement ou de construction. Deux projets d'investissement significatifs viennent d'être conclus :

- GASFOR II, un gazoduc de 84 km (boucle dans le réseau existant) et un investissement d'environ 600 millions de BRL (sans valeur indexée) ;
- une connexion au terminal GNL de Sergipe avec un gazoduc de 25 km et un investissement total d'environ 375 millions de BRL (sans valeur indexée).

Enfin, ESOM, la société constituée par ENGIE avec pour objectif principal d'entretenir le réseau de 4 500 km de TAG, au travers de 16 sites d'exploitation, est pleinement opérationnelle depuis juillet 2022, avec des scores de performance élevés.

Aux **États-Unis**, ENGIE démantèle le terminal de regazéification NEPTUNE LNG LLC situé dans la région de Boston. ENGIE développe également une activité d'exploitation de lignes de transport électrique, en soutien des nombreux actifs de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien et batteries). Enfin, ENGIE investigue la possibilité de développement d'un stockage d'hydrogène en soutien de projets de production d'hydrogène et de développement de centrales électriques thermiques à hydrogène à horizon 2030.

Évolutions réglementaires

Au **Chili**, trois processus principaux ont été réalisés ou démarrés en 2024 :

1) (2020-2023) Évaluation interpériode : processus qui vise à inclure dans l'évaluation des actifs de transport et son tarif associé tout élément qui pourrait être omis dans le processus d'évaluation du transport 2020-2023. Rapport final publié en mars, les effets sur ENGIE et TEN ont été positifs à la fois en tant qu'éléments exceptionnels en raison de l'effet rétroactif 2020-2023 et des revenus supplémentaires récurrents. La facturation des tarifs mis à jour a commencé en octobre.
2) (2024-2027) Qualification des actifs de transport : partie du processus d'évaluation du transport 2024-2027 qui définit pour chaque actif s'il est qualifié de service public ou non pour la période tarifaire de quatre ans concernée. D'une manière générale, les résultats ont été conformes aux attentes du processus budgétaire de l'année dernière (V1'24 PMT 2025-2026), avec un impact positif supplémentaire de deux lignes de transport et deux sous-stations qualifiées de service public grâce aux actions d'ENGIE.
3) (2024-2027) Évaluation des actifs de transport : a débuté en septembre par une adjudication publique d'un consultant indépendant pour réaliser une étude d'évaluation des actifs de transport de service public zonal et national. Dans le cas des actifs nationaux, aucune offre n'a été soumise, ce qui a obligé l'autorité à procéder à une nouvelle enchère, ajoutant deux à trois mois à ce processus déjà assez retardé.

Au **Mexique**, la réglementation du secteur du gaz naturel continue d'évoluer avec de nouveaux standards environnementaux pour la réduction des émissions de méthane, la sécurité industrielle et la protection de l'environnement. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) conduit un processus de consultation des acteurs du secteur gazier en vue de faire évoluer la réglementation actuelle. ENGIE y participe activement à travers des rencontres et des groupes de travail avec la CRE et avec l'Association mexicaine du gaz naturel.

Les principaux processus réglementaires de permis de distribution et de transport comprennent notamment :

- la stratégie de renouvellement des permis de transport et de distribution qui arrivent en fin de validité (30 ans), ce qui permettra d'assurer l'exploitation et la conformité réglementaire pendant au moins 15 années supplémentaires. Les premiers processus ENGIE débuteront en 2025 ;
- la remise à la CRE des dossiers d'approbation tarifaire quinquennale en 2025 et 2026.

Au **Brésil :**

- en avril 2021, une nouvelle loi sur le gaz a été promulguée, mais peu d'avancées réglementaires ont été développées par l'Agence nationale de régulation (ANP) depuis lors ;
- l'harmonisation de la législation fédérale avec celle des États est obligatoire pour assurer l'ouverture correcte du marché brésilien du gaz, étant donné que l'ANP réglemente les activités en amont et en milieu de chaîne, tandis que chaque agence locale des États réglemente les activités en aval (27 compagnies de distribution de gaz naturel) ;
- le principal risque pour les activités de transport de gaz est la dérivation du réseau, avec des projets reliant les sources d'approvisionnement en gaz directement à la consommation (principalement les centrales thermiques, qui représentent environ 40% de la demande totale dans le pays). L'amélioration du cadre légal de la nouvelle loi est nécessaire. Pour cela, TAG et le Groupe prennent part au débat public auprès des différentes parties prenantes et plus particulièrement avec les décideurs du gouvernement fédéral. Ils suivent de près les évolutions réglementaires et la mise en place du cadre légal de la nouvelle loi que ce soit au niveau fédéral ou au niveau local ;
- le gouvernement a lancé en 2022 le programme *"Gas to employ"* pour promouvoir l'utilisation du gaz naturel en substitution de combustibles plus polluants. TAG participe activement à ce programme ;
- en 2024 , un décret sur le gaz (décret fédéral 12153/24) a été publié afin de coordonner et de stimuler le processus d'ouverture du marché et de transition énergétique. Plusieurs contributions de TAG ont été prises en compte lors de la version finale et les acteurs du marché attendent les mesures d'application du décret.

1.6.2.4 Activités en Europe et dans le reste du monde

ENGIE est présent dans le domaine des infrastructures gazières en **Roumanie** via Distrigaz Sud Retele, filiale à 99,99% d'ENGIE Romania, elle-même détenue à 62,99% (vs. 51,99% à fin 2023 suite à l'acquisition des parts de Fondul Proprietatea en février 2024). Distrigaz Sud Retele est le principal distributeur de gaz naturel du pays. Il couvre la moitié sud de la Roumanie et exploite un réseau de distribution de 23 189 km fin 2024, servant plus de deux millions de points de livraison.

Le Groupe est aussi actif dans le stockage de gaz naturel en Roumanie à travers sa filiale Depomures, détenue à 59%. Elle exploite un stockage de 3 TWh, soit 10% de la capacité de stockage de gaz naturel du pays. En 2024, Depomures a obtenu un financement non-remboursable de 12,77 millions d'euros, dans le cadre du programme européen *Connecting Europe Facility* (CEF-Energy), dans le but de construire une nouvelle station de compression. Cet investissement, qui s'inscrit dans le plan de développement du stockage de gaz naturel libellé comme projet d'intérêt commun au niveau européen, va augmenter la capacité de stockage de 33%, consolidant ainsi la sécurité d'approvisionnement dans la région.

En **Allemagne**, ENGIE détient une participation de 31,575% dans GASAG, la société de distribution de gaz de Berlin. Elle couvre également, via ses filiales, la région du Brandebourg. GASAG est active dans la commercialisation d'énergie et les services énergétiques.

ENGIE participe également, aux côtés de la société TES, à la construction d'un terminal FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) dans le port de Wilhelmshaven pour le compte de DET (Deutsche Energy Terminal GmbH). Ce terminal est opérationnel depuis novembre 2024, contribuant ainsi à la sécurité énergétique du pays.

1.6.3 GBU *Energy Solutions*

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	9 853	10 405	-5,3%
EBIT *(en millions d'euros)*	356	367	-3,0%
Capacités décentralisées de production d'énergies *(GW@100%)*	25,7	25,3	+1,7%

1.6.3.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

Energy Solutions est l'un des *leaders* mondiaux [(1)] dans les infrastructures énergétiques décentralisées et des services associés. La GBU a pour ambition d'accompagner les clients villes, collectivités, industriels et tertiaires, dans leur trajectoire de décarbonation. Pour cela, la GBU offre un ensemble de solutions permettant d'agir sur trois leviers : le verdissement du mix énergétique, l'efficacité et la sobriété énergétique.

Ces solutions sont réparties en trois catégories : les réseaux locaux d'énergie, la production d'énergie sur site et la gestion de la performance énergétique.

Les **réseaux locaux d'énergie** conçus à l'échelle de quartiers, de villes ou de métropoles, permettent de produire et délivrer une énergie finale (chaleur, vapeur, froid, électricité) à un grand nombre d'utilisateurs en optimisant l'usage des énergies vertueuses disponibles sur le territoire (biomasse, géothermie, solaire thermique, etc.), tout en développant des technologies de haute efficacité énergétique.

La GBU propose aux collectivités la création, le développement, la modernisation et l'exploitation de ces infrastructures, majoritairement via des modèles d'affaires avec de l'investissement, dits *asset-based*, sur les principaux périmètres suivants :

- les réseaux de chaud et de froid ;
- les réseaux insulaires d'énergie ;
- la mobilité durable : infrastructures de recharge électrique, stations biogaz, production et distribution d'hydrogène renouvelable (voir Section 1.6.4.5 "Activités Hydrogène").

La combinaison de ces solutions permet de proposer des offres globales de décarbonation de villes, campus ou autres ensembles territoriaux.

La **production d'énergie sur site** repose sur des infrastructures permettant de produire à l'échelle d'un site (industriel ou tertiaire) l'énergie finale nécessaire à son fonctionnement (chaleur, froid, électricité, vapeur, air comprimé, etc.).

La GBU propose aux clients industriels et tertiaires la création, le développement, la modernisation et l'exploitation de ces infrastructures, majoritairement via des modèles d'affaires *asset-based*, permettant en particulier :

- la production d'énergie finale via des utilités bas carbone sur site (biomasse, solaire thermique, géothermie, récupération de chaleur fatale) et des dispositifs permettant d'optimiser l'efficacité énergétique ;
- le solaire photovoltaïque décentralisé.

Enfin, les **contrats de performance énergétique** combinent la production de l'énergie finale avec le recours aux sources renouvelables et de récupération (solaire photovoltaïque, biométhane, etc.) et l'utilisation de cette énergie de façon efficace et sobre.

La GBU propose ainsi à ses clients collectivités, industriels, tertiaires ou habitats collectifs des contrats comportant des engagements de réduction de la consommation énergétique de leurs bâtiments et des émissions de CO_2 associées.

La GBU propose par ailleurs :

- une offre de conseil en décarbonation, pour établir des feuilles de route "zéro carbone" (ENGIE Impact) ;
- une gamme de services opérationnels avec l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution de chaleur et de froid dans les bâtiments, la gestion des énergies, etc ;
- une offre de solutions de recharge pour la mobilité électrique légère et poids lourds (VIANEO).

Organisation

La GBU est organisée autour de quatre régions opérationnelles : France, reste de l'Europe, Amérique du Nord, Amérique du Sud Asie, Moyen-Orient et Afrique, complétées par une entité spécialisée dans le conseil (ENGIE Impact).

Les équipes centrales assurent :

- la mise en place des référentiels, des outils, des méthodes pour industrialiser les activités de la GBU et améliorer la performance tant commerciale qu'opérationnelle des entités du périmètre, notamment grâce à des plateformes métier dédiées aux principales solutions ;
- le pilotage du périmètre global via cinq directions fonctionnelles : Finance, Ressources Humaines, Stratégie, Développement (incluant le Marketing et la Communication), Juridique – Éthique et ESG, Opérations (incluant le HSE, les projets, la Performance, le Digital et les Achats) ;
- le renforcement des synergies entre les différentes entités.

Marché et environnement concurrentiel

Deux typologies d'acteurs interviennent sur l'une ou l'autre des activités d'*Energy Solutions* :

- des *Utilities* qui ont des activités d'infrastructures et/ou de services énergétiques, et auprès desquelles on observe une tendance à étendre leur empreinte géographique et à faire évoluer leur positionnement en termes d'activités, le rapprochant ainsi de celui d'*Energy Solutions* (*Energy Solutions* demeure toutefois la seule entité à centraliser sous un pilotage unique l'ensemble des activités) ;
- les fonds d'infrastructures, qui sont plus concentrés sur les activités d'infrastructures, actifs notamment dans les réseaux de chaud, de froid et la mobilité durable.

(1) Positions concurrentielles établies sur la base d'un travail d'expertise interne du Groupe, réalisé à partir des informations disponibles publiées par les acteurs ou par des organismes externes d'analyse. Elles sont établies au périmètre du Groupe au 31/12/2023.

1.6.3.2 Activités en France

ENGIE Solutions, marque des services *BtoB* d'ENGIE en France, se positionne comme un acteur de référence en France, à Monaco et en Outre-mer pour les infrastructures d'énergie bas carbone et les services énergétiques associés. Forte de 16 300 collaborateurs, Engie Solutions répond aux besoins des collectivités, des industriels et des acteurs du tertiaire, avec une ambition commune : accélérer la décarbonation des territoires grâce à trois métiers clés – les réseaux de chaud et de froid, les utilités sur site, et les services d'efficacité énergétique. En complément, l'activité de mobilité électrique poursuit son développement sous la marque ENGIE Vianeo.

Développement des réseaux de chaleur et de froid urbains

En 2024, ENGIE Solutions a poursuivi l'expansion des réseaux de chaleur et de froid urbains, avec notamment les projets suivants :

- Villeneuve-la-Garenne (Hauts-de-Seine) : un projet de transformation du réseau existant, prévoyant l'utilisation d'une technologie de géothermie innovante à 1 500 mètres de profondeur, permettant de fournir en chaleur (renouvelable à 80%) 10 000 équivalents logements d'ici 2029 ;
- Rennes (Ille-et-Vilaine) : l'extension et le verdissement du réseau de chaleur au sud de la ville permettant d'ajouter 42 km de réseau et 44 MW de puissance installée renouvelable ;
- Le Mans (Sarthe) : la création d'un nouveau réseau de chaleur au nord de la ville, combinant biomasse, valorisation énergétique d'incinérateurs et technologies de stockage thermique.

Utilités sur site

ENGIE Solutions a continué de soutenir les industriels dans leur transition énergétique à travers les projets suivants :

- Stellantis (Rennes) : ajout d'une chaudière biomasse de 6 MW et d'un réseau interne pour compléter une première tranche de 8 MW, renforçant ainsi la décarbonation du site ;
- Lesaffre (Marcq-en-Barœul) : récupération de chaleur fatale via deux pompes à chaleur (19 MW), permettant une économie annuelle de 30 000 tonnes de CO_2 et 150 000 m³ d'eau ;
- WEPA (Bousbecque) : installation d'une chaudière biomasse de 8 MW. ENGIE Solutions assurera également l'exploitation de 25 MW d'équipements de production de vapeur et d'eau chaude.

Services de gestion et de performance énergétique

ENGIE Solutions accompagne également les collectivités dans la maîtrise de leur consommation énergétique :

- Tours : un contrat de performance énergétique sur huit ans pour 211 bâtiments communaux, avec une réduction des consommations de 20% par an. Les actions incluent des travaux de rénovation, un pilotage digital pour 90 sites, et des programmes de sensibilisation des usagers ;
- Sainte-Geneviève-des-Bois : gestion des installations énergétiques de 71 bâtiments sur 10 ans. Les solutions déployées incluent des équipements bas carbone comme des panneaux solaires, permettant une économie de 2 454 tonnes de CO_2 par an.

Mobilité électrique

ENGIE Vianeo a poursuivi son développement en 2024 tel qu'illustré par les projets suivants :

- la mise en service de 250 points de recharge pour véhicules électriques dans la Métropole Aix-Marseille-Provence. Ce projet s'inscrit dans un programme ambitieux de réalisation d'un vaste réseau de bornes de recharge en voirie publique ;
- le déploiement de plus de 600 points de charge pour véhicules électriques sur l'ensemble des sept domaines français de Center Parcs d'ici 2028, dont 400 déjà mis en service ;
- dans le domaine de la mobilité lourde, l'inauguration, en partenariat avec APRR, d'un corridor de recharges électriques dédié aux poids lourds entre Paris et Lyon.

1.6.3.3 ENGIE Impact

ENGIE Impact s'associe à des entreprises pour accélérer leurs efforts de décarbonation dans le monde entier. Le modèle d'engagement d'ENGIE Impact va au-delà de la stratégie pour inclure l'excellence des données, les outils numériques et l'expertise en matière de réalisation de projets. Partenaire à long terme, ENGIE Impact établit des voies crédibles pour atteindre les objectifs ambitieux de réduction des émissions de carbone, tout en partageant les engagements et la responsabilité sur l'ensemble des portefeuilles. ENGIE Impact dispose aujourd'hui d'un portefeuille de plus de 1 500 clients, dont 25% des entreprises de la catégorie Fortune 500.

1.6.3.4 Activités à l'international

1.6.3.4.1 Europe (hors France)

Italie

La GBU dispose de positions de premier plan dans les réseaux de chaleur dans le nord de l'Italie et est l'un des principaux acteurs de l'éclairage public, avec plus de 600 000 points d'éclairage sous gestion. La GBU fournit par ailleurs, avec sa position de *leader*, des solutions d'efficacité énergétique et des solutions d'utilités sur site aux entreprises et clients publics.

En 2024, la GBU a remporté plusieurs contrats de performance énergétique, notamment avec la ville de Rome et la province autonome de Bolzano.

Allemagne

La GBU est un acteur important dans les utilités sur site au travers de contrats long-terme avec ses clients industriels ou tertiaires. Elle participe activement à l'installation, à l'exploitation et à la maintenance de solutions d'efficacité énergétique et détient des expertises spécifiques, notamment en réfrigération. Enfin, la GBU détient depuis plusieurs décennies des participations dans plusieurs *Stadtwerke* – entreprises locales de production et de distribution d'énergie – faisant d'ENGIE en Allemagne un acteur bien ancré dans les territoires.

En 2024, la GBU a accompagné la décarbonation de clients privés et publics, dont une nouvelle centrale photovoltaïque pour l'entreprise Grünenthal, la décarbonation du réseau de chauffage urbain de Hohenstein-Ernstthal, la construction de la nouvelle centrale électrique hydrogène-compatible pour la Stadtwerke Hanau et Mainova, et un programme d'économie d'énergie sur les bâtiments publics à Gummersbach.

Espagne

La GBU est active dans les services d'installation et de maintenance, dans la fourniture de solutions d'efficacité énergétique et dans les utilités sur site. Elle est un acteur des villes via plusieurs réseaux de chaleur urbains, notamment à Barcelone.

En 2024, elle a remporté le contrat pour la construction et l'exploitation de la nouvelle centrale biomasse de 5 MW pour Viscofan et la centrale photovoltaïque de 12,6 MWc pour Dupont.

Portugal

La GBU distribue le chauffage et la climatisation de la ville de Lisbonne par l'intermédiaire de sa filiale Climaespaço et fournit des services d'exploitation et de maintenance et des solutions d'efficacité énergétique.

En 2024, la GBU a remporté plusieurs contrats pour de nouvelles centrales photovoltaïques.

Slovaquie et Pologne

La GBU est un acteur majeur des réseaux de chaleur urbains. Elle fournit également des services d'installation, d'exploitation et de maintenance. La GBU développe activement des activités d'utilités sur site et du solaire décentralisé au sein de ces deux pays.

En 2024, la GBU a remporté un contrat d'installation de systèmes photovoltaïques en toiture pour un acteur de la distribution en Pologne et mis en service une première unité de stockage par batterie pour le parc industriel de Veľká Ida en Slovaquie.

Belgique

La GBU est un acteur significatif du solaire décentralisé à travers la co-entreprise Sun4Business avec le groupe Orka.

En 2024, à Genk, la GBU a inauguré avec SABIC la plus grande centrale photovoltaïque au monde utilisant des panneaux légers et 100% recyclables.

ENGIE Vianeo continue le déploiement de la concession remportée en Flandres avec plus de 3 000 points de charge mis en service fin 2024. Une station de 20 points de charge, choisie en consultation avec le conseil municipal et répondant aux demandes des entreprises et des citoyens de la région, a notamment été inaugurée en mai 2024 à Turnhout.

Roumanie

La GBU développe des solutions pour accompagner les clients industriels et tertiaires dans leur stratégie de décarbonation. En 2024, Heineken l'a choisie comme partenaire pour décarboner 3 brasseries locales.

1.6.3.4.2 Amérique du Nord et Amérique du Sud

États-Unis

La GBU intervient dans les solutions d'efficacité énergétique, en particulier pour le secteur public – gouvernements locaux, écoles, hôpitaux – et développe depuis plusieurs années des partenariats majeurs notamment pour les universités. La GBU poursuit son développement dans les solutions de solaire décentralisé avec 450 MW installés à fin 2024.

Brésil

La GBU intervient dans le développement et la mise en œuvre de solutions intégrées axées sur la réduction des coûts et l'amélioration des infrastructures pour les entreprises et les villes. Ses activités comprennent notamment l'efficacité énergétique, la gestion de l'énergie, ainsi que l'éclairage public.

1.6.3.4.3 Asie, Moyen-Orient et Afrique

Pays du Golfe arabo-persique

ENGIE détient une participation de 40% dans la société Tabreed (National Central Cooling Company PJSC), *leader* dans les pays du Conseil de coopération du Golfe (CCG) des réseaux urbains de froid. L'entreprise distribue l'équivalent d'un million de tonnes de froid. Tabreed a connu plusieurs succès commerciaux depuis 2020 avec l'acquisition des réseaux de froid de Downtown à Dubaï et les centrales froid de Masdar (Émirats arabes unis).

La GBU propose également des solutions énergétiques (solaire et utilités sur site) à des clients industriels.

En 2024, la GBU a remporté, en Arabie saoudite, un contrat d'achat d'électricité solaire sur site de 25 ans avec Al Jouf Cement Company (AJCC) pour une installation photovoltaïque de 22 MWc.

Asie du Sud-Est

La GBU dispose de solides capacités dans la maintenance technique, l'efficacité énergétique et les systèmes urbains de climatisation, ainsi que des projets de solaire et d'utilités sur site pour plusieurs clients industriels, afin de leur fournir des offres clés en main à faible émission de carbone.

En 2024, La GBU a remporté, à Singapour, un projet d'agrégation d'installations photovoltaïques en toiture de 10 MWc auprès de Jurong Town Corporation (JTC).

1.6.4 GBU *FlexGen & Retail*

1.6.4.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU *FlexGen & Retail* regroupe les activités de :

- production thermique (production d'électricité à partir de gaz, de diesel et de charbon)
- stockage d'énergie par pompage-turbinage;
- stockage par batteries et coordination de l'ensemble des activités batteries au sein du Groupe ;
- production d'hydrogène bas carbone à grande échelle et coordination de l'ensemble des activités hydrogène au sein du Groupe ;
- dessalement d'eau de mer ;
- fourniture d'énergie *BtoC* (ventes d'électricité et de gaz, services énergétiques, accès à l'énergie).

Ces activités partagent le même défi – mais aussi la même opportunité – de réduction des émissions de CO_2.

La GBU contribue au développement du Groupe et à la préparation de l'avenir. Elle apporte une expertise industrielle et un savoir-faire dans le digital. En plus d'équilibrer l'exposition financière du Groupe au travers des activités *Retail*, les activités de la GBU *FlexGen & Retail* permettent de soutenir le développement des énergies renouvelables et de compenser leur caractère intermittent grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité) et de flexibilité aval (effacement ou déplacement de la consommation des clients *BtoC*). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène bas carbone. Le rôle de la GBU est donc clé dans la transition énergétique.

Le développement des opérations des parcs de batteries représente une source de croissance pour la GBU *FlexGen & Retail*. Ces batteries génèrent de la valeur selon différents modèles d'affaire. Elles peuvent être contractées pour offrir de la capacité de pointe ou participer à l'équilibrage des réseaux électriques auxquelles elles sont connectées en offrant leur disponibilité sur les marchés ancillaires. Elles peuvent en outre exploiter des opportunités d'arbitrage sur les marchés de gros de l'électricité, notamment sur les marchés *day-ahead* ou *intraday*.

ENGIE a connu une croissance significative de ses capacités de stockage en 2024, suite à l'acquisition en 2023 du développeur américain Broad Reach Power et de son portefeuille de développement au Texas et en Californie. La GBU a pu ainsi porter sa capacité aux États-Unis à 1 230 MW, soit une croissance de 855 MW par rapport à 2023. Au total, la GBU dispose de 1,4 GW de capacité à fin 2024. La croissance va se poursuivre dans les années à venir, grâce à une capacité de 2,3 GW en construction aux États-Unis, en Belgique, aux Pays-Bas, au Royaume-Uni et au Chili.

Marché et environnement concurrentiel

Dans la production thermique d'électricité, les principaux producteurs (hors Chine) sont principalement constitués d'acteurs européens (ENGIE, RWE, EPH, EDF, Enel, Uniper, Naturgy, Iberdrola, TotalEnergies), asiatiques (KEPCO, Marubeni, Mitsui) et du Moyen-Orient (ACWA Power). Ces principaux acteurs représentent une capacité totale thermique d'environ 300 GW (la part d'ENGIE représente environ 17%). À fin 2024, ces acteurs avaient 29 GW de projets sécurisés de nouvelles centrales de production dans le monde, dont 95% en gaz, portés principalement par les acteurs du continent asiatique.

Dans le stockage par batteries, environ 22 GW de capacités sont installées ou en développement avancé à fin 2024 par les principaux acteurs européens, tels les *Utilities* (ENEL, ENGIE, RWE et EDF), suivies par les développeurs renouvelables (NEOEN, Zenobē, etc.) et les fonds d'investissement (Sosteneo, Gresham House).

Dans la production d'hydrogène bas carbone, hors Chine, on observe une forte concentration des projets en Europe et en Amérique du Nord avec la création de consortiums visant à réduire les coûts de production. À horizon 2030, Air Liquide, Orsted, EDF et Iberdrola visent chacun a minima 3 GW de capacité d'électrolyse installées.

1.6.4.2 Activités Production flexible (*FlexGen*)

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	4 937	5 264	-6,2%
EBIT *(en millions d'euros)*	1 467	1 513	-3%
Capacités centralisées de production d'électricité au gaz *(GW@100%)*	47	49	-7,5%
Capacités centralisées de production d'électricité au charbon *(GW@100%)*	2	2	0%
Capacités de stockage d'électricité par pompage-turbinage *(GW@100%)*	3	3	0%

1.6.4.2.1 Europe

Le marché en Europe accélère sa transition vers une production d'énergie moins intensive en carbone. À la suite de la promulgation du *Green Deal* Européen, la Commission européenne a proposé d'accélérer la réduction d'émission de CO_2 d'ici 2030. Différents pays européens ont engagé la sortie de la production d'électricité à partir du charbon, et certains se sont engagés à une production d'électricité entièrement décarbonée d'ici 2035. Le marché européen de l'énergie se caractérise donc par un programme important à court et à moyen terme de fermeture des sources de production au charbon, couplée d'une sortie du nucléaire en Allemagne. Les centrales au gaz naturel ont un rôle clé à jouer aujourd'hui en offrant la flexibilité de longue durée nécessaire aux marchés de l'énergie pour compenser l'intermittence des moyens de production renouvelables, à côté de solutions naissantes telles que les batteries qui permettent d'offrir de la flexibilité de courte durée. Différents mécanismes de rémunération en faveur des producteurs d'électricité (mécanisme de rémunération de capacité, réserve stratégique etc.) se mettent en place à l'initiative des gouvernements (Belgique, Italie, France, Royaume-Uni) pour favoriser l'installation de nouvelles capacités thermiques flexibles ou pour permettre aux capacités existantes de rester opérationnelles. Ce rôle primordial des centrales à gaz incite à accélérer l'étude des solutions de décarbonation afin de leur permettre de continuer à assurer la sécurité d'approvisionnement.

En **Europe**, ENGIE gère un portefeuille d'actifs de production thermique d'une puissance installée de 15,9 GW dans six pays européens (France, Belgique, Pays-Bas, Italie, Portugal, et Espagne). Ce parc comprend les centrales du Groupe et des actifs décentralisés chez des clients industriels.

ENGIE construit une nouvelle centrale turbine gaz-vapeur (*Combined Cycle Gas Turbine* ou CCGT) à Flémalle en Belgique en vue d'une mise en service en 2025. Cette centrale de dernière génération, avec une puissance de 875 MW, bénéficie du mécanisme de rémunération de capacité mis en place en Belgique pour assurer la sécurité d'approvisionnement à la suite de la diminution de la capacité nucléaire du pays. Aux Pays-Bas, la centrale CCGT Maxima a récemment reçu une mise à niveau permettant une co-combustion d'hydrogène à hauteur de 50%, initiant ainsi la mise en place de capacité thermique flexible décarbonée.

1.6.4.2.2 Amérique du Nord et Amérique du Sud

Au **Canada**, ENGIE possède et exploite la centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de West Windsor de 126 MW, située en Ontario. En outre, à **Porto Rico**, ENGIE détient une participation de 35% dans EcoElectrica, une centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de 534 MW.

Au **Pérou**, ENGIE exploite des centrales qui représentent 2 081 MW, avec des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel à Chilca, ainsi que des centrales électriques au diesel à Ilo.

Au **Chili**, ENGIE, dispose d'une large infrastructure thermique dans le nord du pays pour un total de 1 563 MW. Le Groupe exploite un portefeuille diversifié de centrales à cycle combiné ou cycle ouvert au gaz naturel, d'unités au charbon qui pourront être converties au gaz naturel dès 2025, ainsi que des turbines à gaz et moteurs diesel.

Au **Mexique**, ENGIE Mexico exploite des centrales à gaz représentant une capacité combinée de près de 301 MW.

1.6.4.2.3 Afrique, Moyen-Orient et Asie

Dans les pays du **Conseil de Coopération du Golfe**, ENGIE intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs. ENGIE vend son électricité et son eau produite par dessalement dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme. ENGIE est un des premiers développeurs et opérateurs privés d'électricité et d'eau dans la région. Les capacités de production électriques totales de 28 GW desservent plus de 40 millions de personnes (en Arabie saoudite, aux Emirats arabes unis, à Oman, au Bahreïn, au Qatar et au Koweït). Les installations de dessalement en exploitation ou en construction produisent près de 6,7 millions de m^3 d'eau/jour, avec des développements supplémentaires en cours pour 0,6 million de m^3 d'eau/jour.

Au **Pakistan**, ENGIE détient pour le moment à 100% deux centrales au gaz à cycle combiné (CGCC) pour une capacité totale de 931 MW. L'électricité produite est vendue dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme aux entreprises de distribution. Ces actifs sont en cours de cession.

En **Afrique**, ENGIE détient une participation minoritaire en Afrique du Sud dans deux centrales diesel dites "de pointe" à cycle ouvert pour une capacité totale de 1 003 MW, et une participation minoritaire au Maroc dans la centrale à charbon de Safi avec une capacité de production totale de 1 250 MW. Une unité de dessalement est en construction au Maroc également, avec une capacité attendue de 100 000 m^3 d'eau/jour.

En **Australie**, ENGIE opère plusieurs centrales au gaz pour une capacité totale de 857 MW.

1.6.4.3 Activités *Retail*

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	14 070	16 443	-14,4%
EBIT *(en millions d'euros)*	695	569	+22%
Nombre de contrats gaz *(en millions)*	10 258	10 574	-3%
Nombre de contrats électricité *(en millions)*	9 234	9 257	-0,3%

L'activité de fourniture d'énergie se concentre sur la France, la Belgique, l'Italie, la Roumanie, les Pays-Bas et l'Australie. ENGIE s'adresse à la fois aux clients particuliers et aux petits clients professionnels. L'activité repose sur la fourniture de contrats d'énergie (gaz et électricité) et la vente de services de décarbonation.

Sur tous les marchés où ENGIE opère, l'ambition est d'être un partenaire de confiance pour accompagner et engager les clients dans la transition énergétique ainsi qu'une référence en matière de décarbonation. Pour cela, les priorités sont de :

- commercialiser **des contrats d'énergie verte** avec des solutions digitales de pilotage des consommations ;
- développer **des solutions de transition énergétique** qui passent par des services d'installation, de maintenance et de pilotage d'équipements tels que des chaudières à Très Haut Rendement, des pompes à chaleur, des équipements de toitures solaires, des véhicules électriques dans le but d'aider les clients à gérer et à maîtriser leur consommation tout en fournissant au système électrique la flexibilité dont il a besoin.

ENGIE détient un portefeuille de 19,5 millions de contrats d'énergie auxquels viennent s'ajouter des services associés au pilotage de l'énergie. En France, ENGIE reste leader de la vente de gaz et 1er *challenger* en électricité. En Belgique, le Groupe est numéro un en gaz comme en électricité, et en Roumanie leader sur la fourniture de gaz. Dans le domaine des services de décarbonation aux clients particuliers et aux petits clients professionnels, le Groupe déploie de nombreuses solutions qui en font un acteur de référence et contribuent à sa croissance.

Les ventes de contrats d'électricité verte ont continué à progresser pour atteindre 7,7 millions à fin 2024. ENGIE assure par ailleurs la promotion d'offres de gaz vert auprès de ses clients.

Dans ce contexte de variabilité des prix de l'énergie et d'inflation, afin d'accompagner ses clients dans la maîtrise de leur consommation d'énergie, ENGIE déploie plusieurs actions fortes dans l'ensemble des pays, notamment :

- des campagnes d'information et de sensibilisation à la sobriété énergétique ;
- la poursuite de la progression de services d'aide au pilotage de la consommation (panneaux solaires, bornes électriques, etc.) et des offres permettant aux clients de mieux la comprendre et d'agir sur celle-ci. À ce titre, des outils digitaux (applications) permettent de suivre la consommation d'énergie en temps réel : "Ma Conso+" (France) ou "Smart App" et "Energy Monitor" (Belgique), les "Ecodéfis" (France) qui permettent de relever des défis de réduction de sa consommation de manière individuelle ou collective, ou encore l'offre de recharge intelligente personnalisée permettant aux clients de recharger leur véhicule électrique au moment le plus avantageux pour eux (en Belgique avec "Drive App" et en France avec "Ma Recharge Intelligente") ;

- la mise en avant d'une gamme d'offres au service d'une consommation maîtrisée et d'un système énergétique équilibré. Ainsi, en France, par exemple, les clients peuvent bénéficier de services de pilotage à distance leur permettant non seulement de mieux et moins consommer mais aussi de soulager les réseaux au moment de fortes tensions : en France, "Mon Pilotage Elec" ou les programmes d'effacement comportemental "Ecodéfi+" ou "Reduce & Reward" en Australie permettent de réduire et déplacer les consommations à des moments critiques pour le réseau.

Évolutions réglementaires

L'année 2024 a été une année de transposition de plusieurs directives européennes (*Electricity Market Design*, *Energy Efficiency*) dans les pays européens, avec notamment l'objectif de renforcer la protection des consommateurs et les obligations prudentielles des fournisseurs. Ces textes sont en cours de transposition dans les lois nationales (pour ceux qui le nécessitent) ou d'intégration dans les réglementations nationales.

En France, des discussions importantes ont été menées concernant le dispositif post-ARENH mais n'ont pas encore abouti, et des réflexions sur la fiscalité de l'énergie sont en cours.

Le bouclier tarifaire a été totalement supprimé pour les particuliers et a évolué sur le marché des professionnels vers une aide adaptée "l'amortisseur électricité 2024", permettant à certains types de clients de bénéficier d'une prise en charge par l'État du montant de leur consommation d'électricité.

En Roumanie, le plafonnement des prix du gaz et de l'électricité a été prolongé jusqu'en mars 2025.

ENGIE Energy Access

ENGIE Energy Access, en cours de cession, développe des solutions solaires hors réseau innovantes pour les foyers, les services publics et les entreprises, permettant aux clients d'accéder à une énergie propre et abordable. Les systèmes solaires domestiques et les mini-réseaux favorisent le développement économique, en permettant une utilisation productive de l'électricité et en créant des opportunités commerciales pour les entrepreneurs des communautés rurales.

ENGIE Energy Access est présent dans neuf pays (Bénin, Côte d'Ivoire, Kenya, Mozambique, Nigeria, Ouganda, Rwanda, Tanzanie et Zambie), auprès de plus d'1,3 million de clients et de plus de 6,5 millions de personnes.

1.6.4.4 Activités Hydrogène

1.6.4.4.1 Missions et Stratégie

L'hydrogène est un vecteur énergétique clé de la transition, dans lequel ENGIE souhaite développer des positions fortes sur l'ensemble de la chaîne de valeur : production, infrastructures, mobilité et négoce d'hydrogène.

En **Europe**, le Groupe bénéficie de son portefeuille de clients industriels et de collectivités locales (GBU *Energy Solutions*) ainsi que de capacités de production d'énergie renouvelable et du savoir-faire commercial de *Global Energy Management & Sales* (GEMS).

En **France,** en **Allemagne** et au **Royaume-Uni**, le Groupe se développe autour des infrastructures de transport (GRTgaz - voir Section 1.6.2.2.2) et de stockage (Storengy - voir Section 1.6.2.2.4) existantes qui sont au cœur de la future dorsale hydrogène européenne.

À l'**international**, le Groupe développe en priorité des projets de renouvelables dans les pays à faible coût et où il a des positions fortes, en particulier ceux où les politiques publiques encouragent le développement de l'hydrogène, dans le but d'accompagner la transition énergétique de ses clients et de développer des projets de fuels verts à grande échelle.

Évolutions réglementaires

Dans le cadre de sa trajectoire de neutralité carbone, l'Union européenne (UE) souhaite massivement développer la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone avec un objectif ambitieux de 40 GW de capacité d'électrolyse en Europe en 2030 – réhaussé à 20 Mt d'H2 par an dans le cadre du plan RePowerEU, mis en place à la suite du déclenchement du conflit en Ukraine et la décision de l'UE de réduire au maximum la dépendance au gaz naturel russe. Des cibles contraignantes de consommation d'hydrogène renouvelable et dérivés ont été fixées récemment pour l'industrie et le transport dans le cadre de la directive européenne RED III. Ces évolutions sont positives et démontrent une volonté politique renforcée mais doivent encore être concrétisées, notamment via un processus simplifié et accéléré de mise à disposition des fonds. Il conviendra également de trouver des solutions au problème de la disponibilité de l'électricité renouvelable et de son prix. ENGIE œuvre pour réduire les freins en place au développement des projets et faire évoluer le cadre réglementaire.

1.6.4.4.2 Description des activités

La GBU *FlexGen & Retail* assure le rôle de coordination de l'ensemble des activités hydrogène du Groupe qui sont développées dans les différentes GBU en fonction de leurs expertises relatives.

Production d'hydrogène décarboné à grande échelle : ENGIE a une approche globale et progressive en développant des projets d'envergure avec des clients industriels dans les zones géographiques les plus favorables. Le Groupe conçoit des modèles d'offres réplicables pour les segments ciblés. Un certain nombre de projets à grande échelle sont en cours de développement (niveaux de maturité différents) avec des acteurs clés. La plupart de ces projets pourront, à terme, conduire à la mise en œuvre de projets de grande envergure (à l'échelle du GW).

En Europe, ENGIE vise les industries difficiles à décarboner autrement. L'électrification n'est en effet pas possible ou économiquement viable dans certains secteurs, pour lesquels le vecteur hydrogène est une solution, en particulier la sidérurgie, le raffinage (conventionnel ou bio), la production de e-molécules (ammoniac, méthanol, kérosène de synthèse, etc.).

Hors Europe, ENGIE se concentre sur les géographies à faibles coûts des renouvelables comme les États-Unis, l'Australie, le Chili, le Brésil et la péninsule arabique.

Fin 2023, ENGIE a complété le projet HyflexPower d'injection de 100% d'H2 dans une turbine gaz de 12 MW de Siemens, ouvrant la voie à l'utilisation d'H2 dans ses centrales à gaz en Europe. En testant plusieurs mélanges d'hydrogène et de méthane, le projet a permis de mesurer concrètement les impacts de l'H2 sur les performances et la maintenance des turbines.

En mai 2024, ENGIE et POSCO ont complété les pré-études environnementales pour le projet HyDuqm à Oman. Ce projet concerne l'installation de capacités électriques renouvelables associées à un électrolyseur afin de décarboner la fabrication d'acier.

En juillet 2024, ENGIE et 15 autres partenaires ont été lauréats de l'appel à projet EU Horizon pour le projet VHyTTA, visant à développer un concept de station de recharge hydrogène multimodale à destination des ports et aéroports. Le modèle standardisé de station a vocation à alimenter véhicules terrestres en service dans les ports et aéroports, ainsi que des trains et péniches.

ENGIE a pour ambition d'atteindre 4 GW de capacité d'électrolyse en 2035.

Mobilité : ENGIE, via la GBU *Energy Solutions*, est un des premiers acteurs en France du développement des écosystèmes territoriaux de l'hydrogène pour les usages de la mobilité et de l'industrie. Elle finance, conçoit et exploite des systèmes décentralisés de production d'hydrogène par électrolyse et des stations de recharge à destination des opérateurs publics et privés de transports.

Dans ce cadre, ENGIE a inauguré en juin 2024 une station de production et distribution d'hydrogène vert à Dijon via la société Dijon Métropole Smart Energie, alimentant entre autres les bus de la métropole, ainsi que la station de distribution de Saint-Egrève via la société Hympulsion en région AURA.

ENGIE exploite à ce jour des stations hydrogène en France pour une capacité de production de 5,4 MW et une capacité de distribution de 2,1 t/jour. Actuellement, neuf stations sont en construction.

Infrastructures : l'adaptation et la conversion des infrastructures au développement de l'hydrogène est une priorité pour le Groupe.

GRTgaz, suite à la signature d'un contrat de réservation de capacité avec Stahl-Holding-Saar en Allemagne pour 50 000 tonnes d'hydrogène, a pris au 1er trimestre 2024 la décision finale d'investissement sur un hydrogénoduc de 90 km, le plus grand a cette date en Europe. Outre d'autres projets à l'étude pour raccorder producteurs et consommateurs d'hydrogène au sein de *hubs* industriels, GRTgaz est fortement impliqué dans le développement d'une dorsale européenne de l'hydrogène à travers le projet H2med, hydrogénoduc reliant le Portugal et l'Espagne à la France et l'Allemagne (voir Section 1.6.2.2.2.) pour lequel les études de pré-faisabilité ont débuté.

Storengy développe un service de stockage souterrain d'hydrogène afin de permettre une fourniture fiable et flexible d'hydrogène (projets HyPSTER et GeoH2 en France, Salthy en Allemagne, HyNet au Royaume-Uni). Les projets GeoH2 et Salthy sont reconnus comme Projets Communs d'intérêts (PCI). En avril 2024, le projet FrHyGe a été lancé, suite à son succès lors de l'appel à projets du *Clean Hydrogen Partnership* pour la réalisation d'un démonstrateur sur le site de Manosque. Début 2025, le projet Salthy a obtenu un financement de la part du CEF Energy.

Négoce d'hydrogène : GEMS ambitionne de se développer dans la vente en gros d'hydrogène bas carbone et des molécules dérivées (méthane, ammoniaque, etc.), en développant un portefeuille d'approvisionnement diversifié, de la vente avec services adaptés aux besoins de chaque client et la fourniture en électricité et gaz des sites de production d'hydrogène.

Innovation : en matière d'innovation, ENGIE soutient l'investissement dans le développement des technologies de l'hydrogène. ENGIE a inauguré en 2022 son H2 Lab, centre de recherche et d'innovation dédié à l'hydrogène bas carbone, doté de moyens d'essais sur toute la chaîne de valeur de l'H2, de la production à l'utilisation. L'hydrogène naturel pourrait constituer une nouvelle ressource d'hydrogène compétitive et bas carbone pour contribuer à la décarbonation des territoires.

1.6.5 Nucléaire

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	68	118	-42,8%
EBIT *(en millions d'euros)*	1 448	605	+139,4%
Capacité de production d'électricité nucléaire *(GW@100%)*	4	4	0%

1.6.5.1 Missions et stratégie

L'entité opérationnelle Nucléaire est dédiée à la gestion opérationnelle des sept réacteurs nucléaires en Belgique, ainsi que des droits détenus dans deux centrales d'EDF en France.

L'entité opérationnelle est structurée autour des priorités suivantes :

- assurer la disponibilité optimale des centrales nucléaires pendant leur phase d'exploitation et contribuer ainsi à la production d'électricité de base décarbonée ;
- tout mettre en œuvre pour que Tihange 3 et Doel 4 soient remises sur le réseau d'ici le 1er novembre 2025 ;
- maîtriser le chemin critique et les coûts liés au programme de Déclassement.

La sûreté nucléaire est au cœur de ces priorités. Le dispositif de sûreté nucléaire en place fait l'objet d'un renforcement continu, en étroite collaboration avec les autorités de sûreté nucléaire.

1.6.5.2 Description des activités

Les implantations de l'entité en Belgique sont réparties à Doel, Tihange, et Bruxelles. Electrabel exploite et opère, dans le respect des normes de sécurité et sûreté nucléaire les plus strictes, les centrales nucléaires de Doel et de Tihange. Ces centrales représentent fin 2024 une capacité installée totale en Belgique de 3 908 MWe (dont 792 MWe en partenariat avec le groupe EDF). Les centrales de Doel 3 (1 006 MW) et de Tihange 2 (1 008 MW) ont été mises définitivement à l'arrêt respectivement le 23 septembre 2022 et le 31 janvier 2023. De plus, le Groupe possède 1 218 MWe de droits de tirage dans les centrales de Tricastin et de Chooz B en France.

Le cadre juridique initial prévoyait la sortie progressive de l'exploitation des centrales nucléaires en Belgique entre 2022 et 2025. Par décision du 18 mars 2022, le Gouvernement belge a décidé de prendre les mesures nécessaires en vue de prolonger de 10 ans la durée de vie de Doel 4 et Tihange 3.

ENGIE et le Gouvernement belge ont signé le 13 décembre 2023 l'accord final portant sur la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 et sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires. Il prévoit :

- l'engagement des deux parties de procéder à un *Flexible Long-Term Operation* (LTO), pour un montant d'investissement estimé entre 1,6 et 2 milliards d'euros, et de mettre en œuvre leurs meilleurs efforts pour redémarrer les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dès novembre 2025 ;
- la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées, détenue à parité par l'État belge et ENGIE ;
- le modèle économique de l'extension avec une répartition équilibrée des risques au travers notamment d'un mécanisme de Contrat pour Différence pour la rémunération de la production d'électricité. Le prix d'exercice se basera sur le coût réel de l'extension des unités nucléaires. Ce coût n'est pas encore connu mais sera estimé en fonction des exigences de sûreté nucléaire établies par l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN). Ainsi, un prix initial sera fixé en 2025 et sera actualisé en 2028 selon le montant connu du coût final de l'extension, pour couvrir la période allant jusqu'en 2035 ;
- la fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires, concernant toutes les installations nucléaires d'ENGIE en Belgique, pour un montant total de 15 milliards euros$_{2022}$ payable en deux fois selon les catégories de déchets ;
- la levée des restrictions portant sur les actifs non européens d'Electrabel.

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025. Les modifications législatives permettant de le prendre en compte dans la loi ont eu lieu en avril 2024.

Le Groupe assume des obligations, résultant de l'application de la loi belge du 11 avril 2003 modifiée par la loi du 12 juillet 2022, relatives aux provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et la gestion du combustible nucléaire irradié. La loi du 12 juillet 2022 prévoit notamment le financement complet des provisions nucléaires d'ici 2030 et un renforcement du contrôle de la Commission des provisions nucléaires sur certaines décisions relatives au capital d'Electrabel et à Synatom.

Dans le cadre de l'accord final précité, la loi du 12 juillet 2022 a été modifiée afin de tenir compte de la fixation du paiement du montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires (15 milliards d'euros$_{2022}$), seules les obligations en matière de démantèlement restant exclusivement à charge d'Electrabel (et faisant toujours l'objet de provisions nucléaires). Le prochain exercice de révision est prévu pour 2025 (voir Note 17 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

1.6.6 Autres – dont *Global Energy Management & Sales* (GEMS)

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	32 187	37 949	-15,2%
dont GEMS	*31 377*	*37 221*	-15,7%
EBIT *(en millions d'euros)*	1 718	2 761	-37,8%
dont GEMS	*2 382*	*3 551*	*-32,9%*
Volumes d'énergies vendues aux clients *BtoB (en TWh)*	338	334	+1,3%

Le secteur reportable "Autres" recouvre les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie et de fourniture *BtoB* (*Global Energy Management & Sales* (GEMS)), ainsi que du *Corporate,* des *holdings et* Tractebel. La majeure partie des résultats du secteur "Autres" est attribuable à GEMS.

1.6.6.1 Missions et stratégie de GEMS

Actif dans 19 pays, l'entité *Global Energy Management & Sales* (GEMS) opère dans le monde entier. Elle fournit des solutions et des services de gestion de l'énergie afin de soutenir ENGIE et ses clients dans leur transition vers une économie neutre en carbone. GEMS a deux principales missions :

- optimiser la valeur des actifs énergétiques, gaziers et renouvelables du Groupe, gérer les risques de portefeuille pour le compte d'ENGIE sur l'ensemble de ses marchés, et contribuer à la compétitivité des *GBU* ;
- assurer un avenir énergétique sûr et durable à plus de 200 000 clients externes en développant des offres commerciales innovantes et compétitives.

Outre sa situation de leader sur les marchés européens de gros du gaz naturel et de l'électricité, GEMS vise à développer la même position de leader dans les gaz renouvelables et bas carbone (biométhane, hydrogène). Plus largement, l'entité poursuit le plan de croissance ambitieux de son portefeuille de gestion en énergies vertes, qui comprend les énergies renouvelables, les énergies à faibles émissions de carbone et le gaz vert, la biomasse durable, les garanties d'origine et les certificats verts. À cet égard, GEMS est un leader mondial des contrats d'achat d'énergies renouvelables à long terme, les "PPA verts", dont 35 TWh ont été conclus en 2024. GEMS développe aussi des offres innovantes pour l'optimisation du stockage d'électricité par batteries et la gestion de la demande chez les clients.

La stratégie de GEMS pour développer son portefeuille en énergies vertes est soutenue par des initiatives de changement culturel et des programmes de formation spécifiques, ainsi que par la prise en compte de critères sociaux, environnementaux et d'émissions de carbone dans le processus décisionnel.

En réduisant de manière proactive l'intensité carbone de ses ventes, GEMS contribue au respect par le Groupe de ses ambitions climat.

1.6.6.2 Activités de GEMS

Les activités de GEMS se répartissent en deux grands domaines d'expertise.

Optimisation d'actifs (*Asset Optimization*) :

- concernant la gestion des actifs électriques, GEMS fournit des activités de mise sur le marché et de *dispatching* pour les actifs de production d'ENGIE ainsi que pour les actifs de tiers ;
- en ce qui concerne la gestion des actifs gaziers, GEMS gère l'approvisionnement en amont, les capacités de transport et de stockage du gaz, y compris la valorisation et l'optimisation de la flexibilité des actifs sur les marchés ;
- GEMS optimise un portefeuille d'actifs de GNL et de biomasse.

Gestion des risques et fourniture d'énergie aux clients *(Customers Risk Management & Sales)* :

GEMS assure la sécurité d'approvisionnement pour les clients du Groupe.

- GEMS fournit du gaz naturel, du gaz vert et bas carbone (biométhane, hydrogène), et de l'électricité, aux entreprises et aux grands clients industriels, ainsi qu'aux autres entités commerciales d'ENGIE ;
- GEMS développe les activités de fourniture d'électricité renouvelable (contrats d'achat d'électricité renouvelable), et offre des solutions personnalisées pour aider les clients à atteindre leurs objectifs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) (garanties d'origine, traçabilité de l'énergie, compensations carbone, efficacité énergétique) ;
- GEMS gère les risques du portefeuille énergétique physique et financier avec des stratégies de couverture sur mesure, un accès au marché compétitif et une expertise de qualité.

En 2024, ENGIE a conclu de nouveaux contrats et lancé différents partenariats, notamment :

- accord de collaboration associé à un investissement dans la start-up ClimeFi, spécialisée dans les achats, le financement et la gestion des risques liés aux certificats d'élimination permanente du dioxyde de carbone ;
- contrat d'achat de biométhane de 2,7 à 3 TWh sur une durée de 7 ans avec BASF pour être utilisé comme matière première sur ses sites de production de Ludwigshafen (Allemagne) et Anvers (Belgique) ;
- plusieurs contrats d'achat d'électricité renouvelable avec Google en Belgique pour un total de 118 MW provenant de nouveaux parcs, et la prolongation d'un contrat existant ;
- accord avec Energy Dome pour le premier système de stockage d'énergie par CO_2 à grande échelle au monde à Ottana, en Sardaigne. ENGIE optimisera la batterie sur les marchés italiens de l'électricité.

1.6.6.3 Tractebel

Tractebel est reconnu comme une société internationale d'ingénierie et de conseil de premier plan qui propose des solutions intégrées dans les domaines de l'énergie, du nucléaire, de l'eau et des infrastructures durables avec comme mission de concevoir un avenir neutre en carbone au côté de ses clients, publics et privés.

Tractebel, avec 5 600 collaborateurs, est actif dans principalement une trentaine de pays.

Domaine de l'énergie

Dans le secteur de l'énergie, Tractebel met son expertise et ses compétences au service de clients internes et externes au groupe ENGIE. Celles-ci couvrent les étapes de la conception, la planification, le développement et la supervision de la construction de projets. Pour ENGIE, Tractebel intervient notamment sur des projets de nouvelles centrales électriques comme la centrale à gaz à cycle combiné de Flémalle en Belgique et sur des projets de champs éoliens comme Serra do Assuruá au Brésil.

Tractebel continue de faire bénéficier de grands opérateurs de son expertise et de ses compétences acquises dans le domaine de l'énergie nucléaire. Tractebel déploie ainsi ses services auprès d'acteurs comme EDF en France et ESKOM en Afrique du Sud, en complément d'ENGIE en Belgique. Tractebel participe par ailleurs au développement du projet de construction d'ANGRA 3 au Brésil, ainsi que de nouveaux réacteurs sur les sites d'Hinkley Point et de Sizewell en Angleterre. Elle participe aussi à des projets d'envergure dans le domaine des réacteurs de recherche comme PALLAS (Pays-Bas), des petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR) sur les infrastructures de défense et de gestion de déchets nucléaires, ainsi que dans le domaine des applications médicales.

Domaine de l'eau

Dans le secteur de l'eau, Tractebel intervient sur des barrages et projets hydroélectriques de toute taille, des systèmes d'irrigation, d'alimentation, d'assainissement et de distribution d'eau, ainsi que des infrastructures maritimes ou fluviales et de protection de côtes en lien avec le changement climatique. Tractebel réalise les études pour la Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) de Snowy 2.0 en Australie et l'augmentation de capacité de Coo en Belgique. Tractebel intervient également sur des projets de réhabilitation de barrages hydroélectriques comme le projet Wasuna en Côte d'Ivoire.

Domaine des infrastructures

Dans le secteur des infrastructures urbaines, Tractebel contribue à l'ingénierie de bâtiments, d'infrastructures de transport terrestre, et de villes, avec pour ambition d'accélérer le développement d'offres intégrées, visant à décarboner quartiers et territoires. À l'aide d'outils de modélisation et de simulation, Tractebel participe à différents projets d'infrastructures de transport collectif et de mobilité en Belgique, en Allemagne et en Inde, ainsi qu'aux projets du Metro Grand Paris Express (France) et du métro de Belgrade (Serbie). Tractebel est également un acteur majeur dans le domaine des bâtiments à haute performance énergétique, comme la rénovation du bâtiment Marnix à Bruxelles (Belgique), ainsi que dans la conception de centres de traitement de données (data centers) en mettant l'accent sur leur efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO_2.

1.6.7 Modèle d'affaires du Groupe

Le modèle d'affaires du Groupe est présenté en Section 3.1.1.2.1.

1.7 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS

Le Groupe détient en propriété ou en location un nombre important d'immobilisations industrielles à travers le monde. De nombreuses activités du Groupe impliquent l'exploitation de très grandes usines dont le Groupe ne détient toutefois pas toujours l'entière propriété. Le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages.

Les tableaux suivants présentent les principales installations en service dont le Groupe est, en tout ou partie, propriétaire. Les propriétés en location sont traitées dans les Notes 13 et 14 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

CENTRALES ÉLECTRIQUES (CAPACITÉS > 400 MW HORS UNITÉS EN CONSTRUCTION)

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(en MW)*	Type de centrale
Afrique du Sud	Avon	669	Fioul
Arabie saoudite	Fadhili	1 497	Gaz naturel
	Marafiq	2 744	Gaz naturel
	Ju'aymah	467	Gaz naturel
	Shedgum	469	Gaz naturel
	Uthmaniyah	469	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
Australie	Pelican point	489	Gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	1 224	Gaz naturel
	Al Ezzel	940	Gaz naturel
	Al Hidd	929	Gaz naturel
Belgique	Amercœur	446	Gaz naturel
	Coo	1 089	Pompage hydraulique
	Doel	1 916	Nucléaire
	Drogenbos	466	Gaz naturel
	Herdersbrug	480	Gaz naturel
	Tihange	1 992	Nucléaire
	Zandvliet	419	Gaz naturel
Brésil	Cana Brava	439	Hydroélectrique
	Estreito	1 068	Hydroélectrique
	Assura	563	Éolien
	Jaguara	413	Hydroélectrique
	Jirau	3 675	Hydroélectrique
	Miranda	404	Hydroélectrique
	Ita	1 442	Hydroélectrique
	Campo Largo	688	Éolien
	Machadinho	1 135	Hydroélectrique
	Salto Osòrio	1 072	Hydroélectrique
	Salto Santiago	1 415	Hydroélectrique
	Santo Agostinho	434	Éolien
Chili	Mejillones	1 121	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	411	Gaz naturel, charbon, fioul
Émirats arabes unis	Fujairah F2	2 000	Gaz naturel
	Mirfa	1 600	Gaz naturel
	Shuweihat 1	1 500	Gaz naturel
	Shuweihat 2	1 496	Gaz naturel
	Taweelah	1 590	Gaz naturel
	Umm Al Nar	1 532	Gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Gaz naturel
	Castelnou	791	Gaz naturel

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(en MW)*	Type de centrale
France	CombiGolfe	435	Gaz naturel
	CyCoFos	428	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	478	Gaz naturel
Italie	Roselectra	406	Gaz naturel
	Torre Valdaliga	1 134	Gaz naturel
	Vado Ligure	782	Gaz naturel
	Voghera	403	Gaz naturel
Koweït	AzZour North	1 519	Gaz naturel
Maroc	Safi	1 250	Charbon
Oman	Barka 2	674	Gaz naturel
	Barka 3	737	Gaz naturel
	Sohar 2	737	Gaz naturel
Pakistan	Uch 1	551	Gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 931	Gaz naturel
	Flevo	907	Gaz naturel
Pérou	Chilca	932	Gaz naturel
	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
Porto Rico	Ecoelectrica	534	Gaz naturel
Portugal	Bemposta I&II	451	Hydroélectrique
	Elecgas	839	Gaz naturel
	Picote I&II	436	Hydroélectrique
Qatar	Ras Laffan B	1 025	Gaz naturel
	Ras Laffan C	2 730	Gaz naturel
Royaume-Uni	First hydro	2 088	Pompage hydraulique
	Moray East	953	Éolien en mer
	Moray West	441	Éolien en mer

(1) Capacités des actifs dans lesquels ENGIE détient une participation, pris en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ NATUREL (> 550 MM³ DE VOLUME UTILE TOTAL [1])

Pays	Localisation	Volume utile *(en Mm³)* brut [1]
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	820
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	690
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 690
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Étrez (Ain)	690
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	590
Allemagne	Uelsen	860

(1) Volume utile des stockages détenus par ENGIE, pris en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

TERMINAUX MÉTHANIERS

Pays	Localisation	Capacité totale de regazéification *(en Gm³(n)/an)* [1]
France	Montoir-de-Bretagne	10
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	1,5
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	10
Chili	Mejillones	2,0

(1) Capacités des actifs détenus par ENGIE, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.



2

FACTEURS DE RISQUE ET CONTRÔLE INTERNE RFA

2.1 Processus de gestion des risques 45
2.1.1 Politique de gestion globale des risques 45
2.1.2 Gestion de crise 45
2.1.3 Couverture des risques et assurances 45

2.2 Facteurs de risque 47
2.2.1 Risques politiques et réglementaires 47
2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux 49
2.2.3 Risques économiques et concurrentiels 51
2.2.4 Risques financiers 52
2.2.5 Risques opérationnels 55
2.2.6 Risques sociaux et sociétaux 58
2.2.7 Risques liés aux activités nucléaires 60

2.3 Procédures de contrôle interne 62
2.3.1 Objectifs du contrôle interne 62
2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne 62
2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière 64
2.3.4 Pilotage du contrôle interne 65

Les risques significatifs et spécifiques auxquels le Groupe estime être exposé sont présentés ci-après. Ils sont répartis en sept catégories de risques :

- risques politiques et réglementaires ;
- risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux ;
- risques économiques et concurrentiels ;
- risques financiers ;
- risques opérationnels ;
- risques sociaux et sociétaux ;
- risques liés aux activités nucléaires.

Les risques présentés ont été appréciés et hiérarchisés sur la base du "risque net", autrement dit la quantification du risque après prise en compte des moyens de maîtrise mis en place.

Le tableau de synthèse ci-dessous reprend dans chaque catégorie les risques les plus importants, classés par criticité décroissante (impact probabilisé).

Risques	Criticité	Évolution (versus 2023)	Sections et références dans le DEU
RISQUES POLITIQUES ET RÉGLEMENTAIRES			
Risque d'intervention des États et de changements régulatoires dans un contexte d'incertitude politique		hausse	2.2.1.1 et Notes 23.1.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France		stable	2.2.1.2
RISQUES DÉCOULANT DES ENJEUX CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX			
Risque d'évolution des effets perceptibles du changement climatique impactant la demande et la production d'énergie		stable	2.2.2.1 et 3.1.2.1.1/ ESRS 2
Risque d'évolution des effets perceptibles du changement climatique impactant la disponibilité des actifs et leur performance		stable	2.2.2.2 et 3.1.2.1.1/ ESRS 2
RISQUES ÉCONOMIQUES ET CONCURRENTIELS			
Risque d'adaptation ou développement des *business models* induit par la transition énergétique dans un contexte de concurrence accrue sur certaines activités du Groupe		hausse	2.2.3.1 et Note 13.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
RISQUES FINANCIERS			
Risque de marché sur matières premières		stable	2.2.4.1 et Note 15.1.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
Risque de contrepartie		stable	2.2.4.2 et Note 15.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
Risque sur le financement des pensions de retraite		stable	2.2.4.3 et Note 18 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
RISQUES OPÉRATIONNELS			
Risque d'approvisionnement pour la construction de centrales d'énergies renouvelables et de capacités de stockage de l'électricité		hausse	2.2.5.1
Cybersécurité		stable	2.2.5.2 et 3.1.4.3.1/ ESRS 2
Risque d'accident industriel		stable	2.2.5.3 et 3.1.4.3.3/ ESRS 2
RISQUES SOCIAUX ET SOCIÉTAUX			
Risques liés aux ressources humaines		stable	2.2.6.1 et 3.1.3.2.1 & 3.1.3.2.5/ESRS 2
Risques santé et sécurité au travail		stable	2.2.6.2 et 3.1.3.2.6/ ESRS 2
RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS NUCLÉAIRES			
Risques liés aux activités nucléaires		baisse	2.2.7 et Note 17.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"

Légende niveau de criticité : Faible / Moyen / Élevé

D'autres risques de moindre ampleur ou non connus à ce jour pourraient également affecter le Groupe. La survenance de tels risques pourrait avoir une incidence négative significative sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe, sur son image, ses perspectives et/ou sur le cours de l'action ENGIE. Certains risques critiques pour le Groupe sont par ailleurs mentionnés dans les sections suivantes mais non développés car ils sont soit non spécifiques à ENGIE, soit sont déjà détaillés dans la Section 3.1 "État de durabilité", selon les normes européennes de reporting de durabilité (*European Sustainability Reporting Standards* - ESRS). Ils sont identifiés à l'aide d'un pictogramme **[ESRS]** et présentés dans la table de concordance disponible à la Section 3.1.5 "Annexes".

2.1 PROCESSUS DE GESTION DES RISQUES

2.1.1 Politique de gestion globale des risques

Le Groupe a défini une politique de management global des risques (*Enterprise Risk Management* – "ERM"), dont les principes sont cohérents avec les standards professionnels (ISO 31000, *Federation of European Risk Management Associations* notamment) ; celle-ci explicite l'ambition d'ENGIE de "maîtriser ses risques pour assurer sa performance".

Le système de management global des risques du Groupe est appliqué dans les activités et entités contrôlées du Groupe, dans le respect des règles de gouvernance qui s'imposent à chaque entité.

Cette politique préconise une prise de risques à un niveau raisonnable au plan juridique, acceptable par l'opinion et supportable économiquement. Elle précise que tout manager est un *Risk Manager*. Les Comités de Direction des entités du Groupe sont, en principe, les instances où sont décidées les actions à entreprendre pour gérer les risques, sauf lorsqu'un Comité des Risques est créé spécifiquement comme pour les risques de marché énergie ou pour les risques éthiques.

Le Directeur du Management des Risques et Assurances s'assure de l'efficacité du dispositif de gestion des risques. Il anime les *Chief Risk Officers* désignés dans chacune des entités opérationnelles et Fonctions Corporate. Ces derniers évaluent l'exposition globale aux risques de l'entité ou de la Fonction et s'assurent de la mise en œuvre des plans de traitement.

L'analyse des risques et le pilotage des plans d'actions sont réalisés en collaboration avec toutes les filières du Groupe et font l'objet d'une revue complémentaire avec les quatre *Global Business Unit* (GBU) du Groupe.

Chaque année, le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques de l'année précédente en Comité Exécutif (Comex). Une campagne ERM est ensuite lancée dans tout le Groupe, en indiquant les orientations à prendre en compte pour la gestion des risques durant l'année. Elle débouche sur une nouvelle revue des risques du Groupe présentée en Comex puis en Comité d'Audit, qui après examen porte un avis sur l'efficacité du système de management des risques, dont il fait rapport au Conseil d'Administration.

La connaissance des risques provenant de la remontée d'informations des entités opérationnelles et des directions fonctionnelles est complétée par des entretiens avec les dirigeants et par une analyse des publications des analystes externes et des événements majeurs (voir Section 3.1.1.5 "Système de gestion des risques et contrôle interne de l'état de durabilité").

2.1.2 Gestion de crise

Afin de faire face à la survenance de tous types de crise, ENGIE maintient depuis des années un dispositif global de gestion de crise. Ce dispositif déployé à tous les niveaux du Groupe vise à disposer d'un système d'alerte et de remontée des incidents majeurs. Une analyse de la situation est réalisée par une personne de permanence au niveau local qui peut, en cas de besoin, déclencher une cellule de crise au plus près de l'évènement et informer la personne de permanence au niveau supérieur. Les décisions pour gérer la crise sont prises au niveau approprié de l'organisation selon le principe de subsidiarité.

Des plans de continuité des activités et des plans de reprise d'activités sont établis et mis à jour pour les scénarios de crise prioritaires identifiés par le Groupe et ses entités.

Pour tester la robustesse de l'organisation et s'ancrer dans une boucle d'amélioration continue, les entités réalisent, a minima, un exercice de crise par an sur un périmètre fonctionnel et géographique cohérent avec les exigences réglementaires. Des formations complémentaires sont également dispensées pour les parties prenantes internes. Un référentiel de contrôle interne permet aux entités de réaliser une auto-évaluation annuelle de leur maturité. Des *peer-reviews* sont réalisées annuellement sur un ensemble d'entités pour confirmer ces auto-évaluations. Enfin, un bilan annuel est réalisé pour tirer les enseignements et engager les actions d'amélioration nécessaires, en lien et partage avec l'ensemble des entités.

Ce dispositif ne peut toutefois permettre d'exclure le risque que les activités et les opérations du Groupe puissent être perturbées en situation de crise. De même, ce dispositif ne permet pas d'assurer l'absence d'impact sur les tiers ou sur l'environnement.

2.1.3 Couverture des risques et assurances

Le Département Management des Risques et Assurances d'ENGIE est chargé de l'élaboration, de la mise en place et de la gestion des programmes d'assurances dans les domaines de la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes de bénéfices) et des personnes, des recours de tiers (responsabilité civile), des assurances automobiles et de la prévention.

Pour chacun de ces domaines :

- les montants assurés dépendent des risques financiers découlant des scénarios de sinistres et des conditions de couverture offertes par le marché (capacités disponibles et conditions tarifaires) ;
- le financement est optimisé : les risques de faible ou de moyenne amplitude sont couverts par l'autofinancement, par des franchises et des rétentions ou au travers de la société de réassurance du Groupe dont les engagements représentent en base cumulée un sinistre maximum estimé d'environ 0,29% du chiffre d'affaires 2024 du Groupe.

Il ne peut être exclu que, dans certains cas, le Groupe soit obligé de verser des indemnités importantes non couvertes par le programme d'assurances en place ou d'engager des dépenses très significatives non remboursées ou insuffisamment remboursées par ses assureurs. En matière de responsabilité civile et de risques environnementaux, bien que le Groupe ait souscrit des assurances de premier plan, il ne peut être exclu que la responsabilité du Groupe soit recherchée au-delà des plafonds garantis ou pour des faits non couverts (notamment du fait des exclusions communément pratiquées par le marché de l'assurance).

2.1.3.1 Responsabilité civile

Un programme couvre la responsabilité civile des mandataires sociaux et dirigeants d'ENGIE, de ses filiales et des représentants du Groupe au sein de ses participations.

Un programme responsabilité civile générale (y compris atteinte à l'environnement) est souscrit au bénéfice de l'ensemble des filiales pour une limite globale de 625 millions d'euros. Ce programme intervient en majorité au premier euro, ou en excédent des couvertures sous-jacentes souscrites par certaines entités (en général d'une capacité de 50 millions de dollars américains).

2.1.3.2 Responsabilité civile nucléaire

Electrabel, en sa qualité d'exploitant d'unités nucléaires sur les sites de Doel et Tihange, voit sa responsabilité civile régie par les conventions de Paris et Bruxelles (dont les protocoles d'amendement de 2004 sont entrés en vigueur au 1er janvier 2022), visant l'indemnisation des victimes et la création d'une solidarité entre pays signataires, ainsi que par la loi belge du 22 juillet 1985 (modifiée par les lois du 29 juin 2014 et du 7 décembre 2016).

Cette responsabilité incombe exclusivement à l'exploitant dont l'installation serait à l'origine de l'accident nucléaire. En contrepartie de cette responsabilité strictement objective, le montant de l'indemnisation est plafonné par accident à 1,2 milliard d'euros. Au-delà de ce plafond, un mécanisme d'indemnisation complémentaire a été mis en place par les États signataires des conventions.

Le programme d'assurance responsabilité civile nucléaire souscrit par Electrabel au 1er janvier 2024 auprès du marché de l'assurance est conforme aux conventions de Paris et Bruxelles révisées et à la loi nationale belge précitée qui fait obligation à l'exploitant de fournir une garantie financière ou de souscrire une assurance de responsabilité civile à hauteur de 1,2 milliard d'euros.

2.1.3.3 Dommages matériels

Les entités du Groupe bénéficient d'assurances de dommages couvrant les installations en propre, louées ou confiées, à l'exception des canalisations de réseaux de transport et distribution de gaz et des réseaux de chaleur en France. Les principaux programmes prévoient des garanties formulées soit en valeur de remplacement à neuf, soit sur base de limites contractuelles d'intervention par sinistre, fixées en fonction de scénarios majeurs estimés selon les règles du marché des assurances et des offres disponibles (coût et capacité).

L'assurance des pertes d'exploitation et frais supplémentaires d'exploitation est souscrite en fonction de chaque analyse des risques en tenant compte notamment des plans de secours existants.

Les projets de construction font l'objet d'une garantie "tous risques chantier" souscrite par le maître d'ouvrage, le maître d'œuvre ou l'entreprise principale.

2.1.3.4 Programmes de protection du personnel

Conformément à la législation en vigueur et aux accords d'entreprise, des programmes de protection du personnel contre les risques d'accidents et frais médicaux sont élaborés au niveau des entités opérationnelles.

2.2 FACTEURS DE RISQUE

2.2.1 Risques politiques et réglementaires

Le Groupe est sensible à des facteurs de risques conjoncturels et structurels qui impactent le secteur de l'énergie. L'ensemble de ces risques est analysé et mesuré dans le cadre des processus stratégiques et de planification qui permettent au Groupe d'anticiper certaines évolutions de l'environnement externe et de s'y préparer. L'organisation et la feuille de route de la recherche et de l'innovation du Groupe contribuent également à répondre aux évolutions stratégiques (voir Section 1.3 "Recherche et innovation").

2.2.1.1 Risque d'intervention des États et de changements régulatoires dans un contexte d'incertitude politique

Criticité : **Tendance du risque :** *Hausse*

DESCRIPTION

En Europe, la période 2021-2024 est marquée par la hausse brutale des prix de l'énergie, suivie par une normalisation partielle, la poursuite du conflit entre la Russie et l'Ukraine et l'évolution du marché de l'électricité. Ce contexte a induit une intervention de certains États Européens dans les market design de l'énergie, dans un contexte de transition énergétique sous tension.

L'incertitude sur la déclinaison des nouvelles modalités du mécanisme qui succédera à l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) qui se terminera au 1er janvier 2026, continue de peser au vu de l'absence d'évolution du projet de loi de finances adopté en février 2025. Ces règlements peuvent impacter le positionnement des offres commerciales d'ENGIE dans le pays, dans un contexte politique qui reste instable.

Concernant les instruments de financement de la rénovation énergétique, les obligations croissantes et complexes imposées par les législateurs de plusieurs pays, pourraient contraindre la performance des activités de production, de commercialisation et gestion de l'énergie du Groupe. En Belgique par exemple, la complexité des critères pour la validation et l'obtention des certificats verts associés à la production de biomasse pourrait altérer les revenus associés. En France, les obligations, actuelles et futures (période 2026-2030), inhérentes aux certificats d'économie d'énergie (CEE) devant être produits par les commercialisateurs d'énergie (obligés) restent incertaines au vu des volumes et modalités de mise en œuvre associés. Par ailleurs, les exigences de la nouvelle réglementation relative aux certificats de production de biométhane (CPB), opportunité majeure pour la production de biométhane en France, est encore un dispositif jeune, ce qui induit des difficultés à caractériser le risque porté par les activités de commercialisation des offres de gaz.

Hors Europe, au Brésil en particulier, ENGIE est exposé aux changements de la réglementation des marchés de l'électricité tels que la modification des subventions ou l'introduction de nouvelles charges fiscales.

Concernant le marché du gaz brésilien, l'application de la législation en vue de l'ouverture du marché est en cours d'harmonisation entre les États. Le principal risque pour la filiale d'ENGIE en charge des activités de transport de gaz (TAG) est lié au projet de "bypass" du système de transport (connexion directe de sources d'énergies aux distributeurs locaux d'énergie ou aux consommateurs finaux). Ceci pourrait réduire les capacités des gaz transportés, conduisant à une augmentation des tarifs et risquant d'amplifier les demandes de "bypass".

En termes de réglementation fiscale, le système fiscal brésilien reste complexe et potentiellement en évolution. Plusieurs litiges sont en cours concernant l'application des

MESURES DE GESTION DES RISQUES

En Europe, le Groupe continue d'interagir avec les différents régulateurs nationaux ainsi qu'avec les autorités européennes (Commission) quand les mesures découlent de textes communautaires afin d'assurer une meilleure cohérence entre les projets de réglementation et leurs objectifs, et dans le but de les alerter sur des problématiques concrètes de mise en œuvre.

S'agissant par ailleurs du cadre de marché post-ARENH, le Groupe a exprimé publiquement sa position en réponse à la consultation gouvernementale (projet de dispositif de protection des consommateurs d'électricité à partir du 1er janvier 2026) et échange sur ces sujets avec la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et les ministères. En l'occurrence, les ministres en charge ont entendu l'ensemble des énergéticiens le 5 décembre 2024, dont ENGIE

Le Groupe continue de suivre de près :

- l'application du Règlement sur la réforme du marché de l'électricité dans le droit des États membres ;
- le devenir du dispositif post ARENH dans le projet de loi relatif à la souveraineté énergétique.

Concernant les obligations relatives aux certificats verts, CEE et CPB, le Groupe reste actif dans les différents pays, notamment via :

- l'échange régulier avec les législateurs locaux ;
- l'assurance d'une mise en œuvre du dispositif auprès de l'administration compatible avec les contraintes des énergéticiens (Emission Trading System 2 (ETS)-éligibilité système d'échange de quotas d'émission), reconnaissance du caractère décarbonant des CPB, défense d'une indexation de la pénalité sur l'inflation…) ;
- le développement de la production de biométhane via les structures dédiées du Groupe en France et en Europe ;
- l'implantation d'une organisation optimale entre le commercialisateur et les activités de gestion de l'énergie pour sécuriser l'approvisionnement de biométhane.

Hors Europe, le Groupe met son expérience en market design à la disposition des institutions brésiliennes, notamment au travers de sa participation au processus formel de révision du système local. D'autres sociétés présentes au Brésil dans la production électrique ou dans le transport du gaz, également affectées par de potentielles modifications, partagent l'avis du Groupe et sont mobilisées pour assurer la neutralité, voire positivité, des évolutions en la matière. D'un point de vue politique, le besoin du Brésil de continuer d'attirer des investissements étrangers limite les risques.

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
taxes. Les plus récentes concernent les recours notifiés par L'administration fiscale à TAG les 23 septembre et 29 novembre 2024. La résolution de ces litiges pourrait prendre plusieurs années (voir la Note 23.1.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). Fin décembre 2024, le cadre général des TVA fédérales, étatiques et municipales a été approuvé avec une mise en place progressive prévue jusqu'en 2033. D'autres modifications de taxes pourraient être adoptées dans les années à venir concernant les dividendes (pas d'imposition à ce jour) et les impôts sur les sociétés. Les effets ne sont pas connus à ce jour et pourraient se compenser en tout ou en partie.	Par ailleurs, le Groupe continue de suivre étroitement les évolutions réglementaires et législatives du pays pour les anticiper au mieux et mettre en place des actions pour limiter les effets négatifs sur la rentabilité de ses activités. À ce jour, dans l'activité de transport de gaz, l'objectif est d'éviter les différents projets de "bypass" et d'obtenir une définition claire des règles juridiques de la nouvelle loi. Pour cela, TAG et le Groupe prennent part au débat public auprès des différentes parties prenantes et suivent de près la mise en place du nouveau cadre légal, que ce soit au niveau fédéral ou au niveau local. Concernant les recours fiscaux auprès de TAG, cette dernière a déposé une plainte auprès de l'administration le 21 octobre 2024. Comme prévu par la législation fiscale, le dépôt de plainte va suspendre l'applicabilité des dettes fiscales susmentionnées et n'implique pas de versement financier.

2.2.1.2 Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France

Criticité : **Tendance du risque :** ➤ *Stable*

DESCRIPTION	MESURE DE GESTION DES RISQUES
Les tarifs d'accès aux infrastructures gazières (distribution, transport, stockage, terminaux de regazéification) en France sont régulés. Les tarifs sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'évolution des marchés financiers et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces tarifs comprennent également des mesures d'incitation à la performance. Sauf exception, ils sont révisés tous les quatre ans à l'issue d'un processus de consultations publiques et d'auditions. Les nouveaux tarifs des infrastructures gazières (transport, stockage et distribution) s'appliquant pour une période de quatre ans (ATRT8, ATS3 et ATRD7) sont entrés en vigueur depuis janvier 2024 pour le stockage, depuis avril 2024 pour le transport et depuis juillet 2024 pour la distribution. Ces taux de rémunération des actifs sont très proches des tarifs précédents (-15 points de base pour les transports et stockages, -10 points de base pour la distribution). Les tarifs intègrent également un rattrapage tarifaire important et un recalage des charges liées à l'inflation cumulée des dernières années. En ce qui concerne les tarifs de regazéification (ATTM 6), en vigueur depuis le 1er avril 2021 et d'application pour une période de quatre ans, leur revue a été actée par la délibération de la CRE, le 9 janvier 2025, en vue de décider du nouveau tarif (ATTM 7) applicable à partir du 1er avril 2025.	Le Groupe maintient le dialogue avec la CRE dans le cadre du dispositif de révision tarifaire qui permet une large place à la concertation de l'ensemble des acteurs. Outre l'ensemble des actions qu'il déploie pour développer la production de gaz verts et l'atteinte de leur compétitivité à terme, il continue de défendre : • des positions visant à assurer la sécurité d'approvisionnement du pays ; • une rémunération des actifs juste et adaptée au nouvel environnement économique de court et long terme ; • une couverture adéquate de ses coûts en vue de préserver une bonne qualité de service et de permettre les investissements nécessaires à la transition énergétique ; • la reconnaissance de la flexibilité apportée par le système gaz au système énergétique et sa valorisation. Il veille aussi à accroître sa performance pour asseoir une trajectoire tarifaire compétitive.

2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux

Les activités du Groupe l'exposent à de nombreuses normes et réglementations relatives au respect et à la protection de l'environnement et des personnes ou à la transition énergétique. Le risque d'adaptation des *business models* induite par la transition énergétique dans un contexte de concurrence accrue sur certaines activités du Groupe est présenté en Section 2.2.3.1.

Les problématiques liées aux pollutions des sols font l'objet d'un suivi spécifique (voir Section 3.5.4.11). Ces sujets font l'objet de provisions dans les comptes lors de démantèlement et réhabilitation de sites (voir Note 17.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Les risques relatifs aux enjeux climatiques et environnementaux sont développés plus en détail dans la Section 3.1 "État de durabilité" **[ESRS 2-SBM]**.

2.2.2.1 Risque d'évolution des effets perceptibles du changement climatique impactant la demande et la production d'énergie

Criticité : **Tendance du risque :** *Stable*

DESCRIPTION

Evolution de la production des actifs du Groupe

Si les énergies renouvelables (solaire, éolienne et hydraulique) sont essentielles pour construire un système décarboné, elles demeurent cependant les plus affectées par les impacts physiques du changement climatique. Dans les régions où ENGIE est présent, la production hydroélectrique est la technologie la plus exposée, du fait des fortes variations de la production annuelle et infra-annuelle attendues d'ici à 2050. Inversement, les actifs thermiques devraient se distinguer par leur résilience à toute variation de la production.

Évolution de la demande d'énergie

L'impact du changement climatique sur l'évolution de la demande se traduit par un changement des besoins de chaleur et de froid. Les premiers devraient diminuer tandis que les besoins de froid devraient augmenter sur les décennies à venir. Sur le sujet de l'évolution chronique de la production et de la demande d'énergie, l'analyse s'appuie sur les scénarios RCP 4.5 (scénario central) et RCP 8.5 (*stress test*) du Groupe d'experts inter-gouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Pour ajuster l'offre aux fluctuations de la demande annuelle, ENGIE :

- optimise son portefeuille d'actifs, de ressources gazières avec la modulation de ses approvisionnements et le pilotage de ses stockages souterrains, et du parc de production électrique ;
- harmonise les projections de demande d'énergie avec l'impact du changement climatique des différentes GBU au travers du processus Plan d'Affaires à Moyen Terme.

2.2.2.2 Risque d'évolution des effets perceptibles des événements climatiques impactant la disponibilité des actifs et leur performance

Criticité : **Tendance du risque :** *Stable*

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Intégrité des installations L'intégrité des actifs pourra être affectée par l'augmentation du nombre d'événements extrêmes. Depuis trois ans, le Groupe s'organise pour accroître sa résilience face au changement climatique. Les indicateurs principaux concernent les vagues de chaleur, le stress thermique, le stress hydrique, les inondations (Asie, France, Belgique, Brésil) les vents extrêmes (Puerto Rico), les glissements de terrain (Chili), les feux de forêts (États-Unis) ainsi que l'érosion côtière. La sensibilité des différentes technologies d'ENGIE face à ces risques a été évaluée avec les experts opérationnels du Groupe. Sur ce sujet, les analyses sont effectuées sur une exposition à des degrés de réchauffement : +1,5 °C et +2 °C et depuis 2024 sur +3 °C et +4 °C. **Chaîne d'approvisionnement de biens et de services** Au-delà des actifs propres d'ENGIE, le changement climatique va impacter l'ensemble des acteurs et infrastructures de l'écosystème dans lequel opère le Groupe. Cet impact peut être global (perturbations à l'échelle mondiale de la chaîne d'approvisionnement de combustibles et de produits tels que les panneaux solaires ou les éoliennes) ou local (blocage des routes d'accès à un site dû à une tempête, dysfonctionnement du réseau électrique sur lequel un site injecte sa production, etc.).	ENGIE a mis en place des actions à un niveau stratégique et opérationnel pour mobiliser l'ensemble des parties prenantes du Groupe sur le sujet et anticiper les impacts du changement climatique sur les sites existants ainsi que les nouveaux projets : • inclusion du risque climatique dans les critères de sélection du portefeuille géographique et technologique du Groupe (au niveau national et local) ; • analyse du risque climatique et mise en place de plans d'adaptations lorsque nécessaire pour l'ensemble des nouveaux projets (process *Business Development*) ; • identification des sites existants à risque vis-à-vis du risque climatique et suivi de l'implémentation des mesures d'adaptation (process Risk Management (ERM) Adaptation) ; • harmonisation des projections de demande d'énergie avec l'impact du changement climatique des différentes GBU au travers du processus Plan d'Affaires à Moyen Terme ; • suivi des dégâts matériels se produisant sur les sites ENGIE annuellement.

2.2.3 Risques économiques et concurrentiels

2.2.3.1 Risque d'adaptation ou développement des *business models* induit par la transition énergétique dans un contexte de concurrence accrue sur certaines activités du Groupe

Criticité : **Tendance du risque :** *Hausse*

DESCRIPTION

La transition énergétique, intensifiée par le contexte géopolitique international et politique en France, induit plusieurs changements dans les métiers où le Groupe opère :

- augmentation des besoins de flexibilité du système liée à la pénétration croissante des énergies intermittentes ;
- décentralisation de la production et vente d'énergie ;
- émergence des technologies digitales et de la *smart energy* impactant la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz ;
- développement dans les activités de *trading* avec de nouveaux produits et marchés pour accompagner la décarbonation des activités des clients ;
- réglementations françaises en faveur de la décarbonation par une électrification renforcée.

Sur ces différents marchés, la concurrence continue de s'intensifier avec des acteurs (compagnies pétrolières, etc.) de plus en plus actifs sur toute la chaîne de valeur.

Concernant l'adaptation de certaines activités d'ENGIE, les orientations européennes et françaises, notamment les dernières perspectives publiques de la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), visent à restreindre l'usage de gaz naturel. La directive sur la performance énergétique des bâtiments (EPBD), sans interdire les chaudières, notamment alimentées en gaz bas-carbone, induit de potentielles mesures défavorables aux chaudières à gaz. Cette vision emporte un certain nombre de risques, notamment pour le système énergétique et pour les activités de distribution de gaz naturel de GRDF, qui pourrait voir le nombre de ses clients utilisant le gaz naturel diminuer (voir Note 17.3.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

En matière de développement du Groupe, notamment aux États-Unis, la concurrence accrue dans les capacités de stockage et dans les énergies renouvelables rendent les objectifs de développement plus difficiles à atteindre. Par ailleurs, les derniers décrets adoptés en janvier 2025 par l'administration américaine pourraient impacter le développement de l'éolien offshore (dont les investissements du Groupe sont réalisés au travers de la *joint-venture* Ocean Winds), tandis que l'éolien onshore, facilité par l'Inflation Reduction Act (IRA), est apprécié, à date, à régulation inchangée (voir Note 17.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Pour répondre à ces défis actuels et futurs et adapter son *business model*, le Groupe a présenté, en 2024, son scénario actualisé de transition énergétique pour l'Europe à l'horizon 2050 (voir également la Section 3.1 "État de durabilité" **[ESRS 2 - SBM]**).

Ce scénario, est fondé sur cinq convictions majeures, dont :

- l'alliance de l'électron et de la molécule pour réussir la transition ;
- le développement massif des énergies renouvelables électriques ;
- l'anticipation en amont des besoins de flexibilité.

En attendant, le Groupe développe régulièrement de nouvelles offres pour répondre à l'évolution des attentes clients : digitalisation, offres d'énergie provenant de sources renouvelables, développement de solutions contribuant à la "neutralité carbone".

Par ailleurs, il renforce, auprès des pouvoirs publics français (notamment dans le cadre des orientations des futures réglementations énergétiques) et des autorités européennes, ses actions de promotion du gaz comme vecteur indispensable à l'accélération et à la réalisation d'une transition énergétique résiliente et abordable sur différents thèmes. Ces actions sont notamment la défense de l'usage chauffage via le développement des pompes à chaleur hybrides, la compétitivité des gaz verts, le *market design* du biométhane, la complémentarité des énergies.

Concernant le développement du biométhane, outre le passage à l'échelle industrielle de cette filière en France et le renforcement de son expansion en Europe, le Groupe travaille également au développement des filières biométhane de deuxième génération, avec le recours à la pyrogazéification de la biomasse.

En aval, les réseaux de transport et de distribution du Groupe adaptent leurs infrastructures pour permettre l'acheminement du biométhane aux clients au moindre coût en parallèle aux projets de reconversion d'infrastructures existantes pour le transport de l'hydrogène vert et l'amélioration des conditions d'injection dans les réseaux.

Par ailleurs, le Groupe continue de rééquilibrer son portefeuille d'infrastructures en technologies ; infrastructures électriques (via la construction et l'exploitation continues de lignes haute tension) et en zones géographiques (développement hors Union européenne vers des pays en croissance).

Concernant le développement des énergies renouvelables, et plus particulièrement aux États-Unis, ENGIE continue de renforcer sa stratégie d'investissement dans les énergies renouvelables et capacités de stockage par batteries, tout en maintenant la sécurisation de sa chaine d'approvisionnement en panneaux solaires.

2.2.4 Risques financiers

2.2.4.1 Risque de marché sur matières premières

Criticité : **Tendance du risque :** *Stable*

DESCRIPTION

Le Groupe est principalement exposé à deux types de risques de marché sur les matières premières énergie : les risques de prix, directement liés aux fluctuations des prix de marché ou des *spreads* entre prix de marché (exemple : *basis risk* dans des marchés nodaux, induit par le risque de congestion comme aux États-Unis), et les risques de volume (risque météorologique et/ou dépendant de l'activité économique) principalement en Europe (Belgique, France, Espagne, Italie, Pays-Bas, Royaume-Uni, etc.), aux États-Unis, en Australie et en Amérique du Sud (Brésil, Chili, etc.). Le Groupe est exposé à ces risques, en particulier sur le gaz, l'électricité y compris les certificats de capacités (CRM – *Capacity Remuneration Mechanism*), le CO_2 et d'autres produits verts ou blancs liés à la transition énergétique (Garanties d'Origine ou certificats verts, CEE-certificats d'économie d'énergie) (voir Note 15.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

L'exposition au risque de prix se concentre sur les actifs et les droits de tirage nucléaires respectivement en Belgique et en France, les actifs hydrauliques, thermiques gaz et une partie des actifs éoliens terrestres (Espagne, France, États-Unis). Les actifs solaires et une partie des actifs éoliens terrestres, qui sont contractés au moins jusqu'en 2030, génèrent peu d'exposition au risque de prix mais sont exposés aux risques liés à leur caractère intermittent. Les activités de commercialisation d'électricité ou de gaz font l'objet de couverture au plus près des ventes pour limiter les risques de prix et de volume.

À l'exception des activités de *trading*, l'évaluation des risques de marché est réalisée au travers de leur impact sur l'EBIT. Ainsi, les principaux indicateurs de risques pour la gestion de portefeuilles d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, de l'EBIT *at Risk*, des ratios de couverture des portefeuilles et des *stress tests* basés sur des scénarios défavorables prédéfinis. Pour les activités de *trading* et conformément aux standards du marché, les indicateurs de risques comprennent des sensibilités, des *Value at Risk* (VaR), des limites de perte (DrawDowns) et des *stress tests* (voir Note 15.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe a mis en place, au travers d'une politique Groupe mise à jour en 2023, une gouvernance spécifique pour la maîtrise des risques de marché énergie et de liquidité reposant sur :

- le principe général de séparation entre gestion et contrôle des risques ;
- un Comité des Risques Marché Énergie (CRME) au niveau du Groupe en charge de la validation des mandats de risques de chacune des entités opérationnelles et du suivi de l'exposition consolidée ;
- le suivi de mandats de risques de marché et de liquidité à différents niveaux dans le Groupe, et un processus d'alerte ;
- une centralisation au sein de l'entité GEMS de la gestion du risque de liquidité associée aux appels de marge et des interventions sur les marchés de gros pour couvrir les risques de marché et de liquidité (voir Section 1.6.6) ;
- une incitation aux entités opérationnelles à diminuer le risque aux bornes du Groupe ; et
- une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière.

Une partie des activités de production d'électricité, notamment hors Europe, est assurée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA) et complétée par des *corporate PPAs* dans les activités de production d'électricité renouvelable réduisant l'exposition aux prix de marché sur la durée de vie de ces contrats.

Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

Concernant les impacts liquidité du risque, dans un contexte d'importante volatilité des appels de marge (mécanisme de place imposé pour gérer le risque de contrepartie), le Groupe dispose d'un dispositif de pilotage de ces appels de marge au niveau de GEMS, notamment, et utilise des instruments visant à réduire la volatilité induite.

2.2.4.2 Risque de contrepartie

Criticité : **Tendance du risque :** ➤ *Stable*

DESCRIPTION

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) – voir Note 15.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

L'impact peut se ressentir au niveau du paiement (non-paiement de prestations ou de livraisons réalisées), de la livraison (non-livraison de prestations ou de fournitures payées), des actifs (perte de placements financiers) ou du manque à gagner en cas de faillite du client ou de coûts supplémentaires en cas de défaillance d'un fournisseur. La détérioration actuelle de l'environnement économique dans certaines régions, le niveau élevé des prix de l'énergie notamment en Europe ainsi que les conflits au Moyen-Orient et en Ukraine continuent de maintenir ce risque élevé.

Le développement d'offres vertes au travers de *Corporate PPAs* sur des durées plus longues que les ventes traditionnelles a conduit le Groupe à renforcer ses exigences en matière de rating de ces contreparties et de garanties demandées afin de limiter l'augmentation de ces risques de contreparties.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

La solidité financière des clients est évaluée avant signature de contrats, via une méthodologie et des outils communs à l'ensemble du Groupe.

Les risques sont gérés au travers de contrats et de contrats-cadres avec des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de *netting*, appels de marge, ou via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés. Les activités opérationnelles peuvent en outre donner lieu à des prépaiements et à des procédures de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Enfin, la hausse constatée du risque de défaillance des contreparties du Groupe et réduite par la mise en place de boucliers tarifaires dans plusieurs pays, avait incité le Groupe à :

- renforcer son suivi des recouvrements ;
- prendre en compte, dans l'évaluation de ses pertes de crédit attendues, des informations prospectives concernant les secteurs économiques considérés comme les plus sensibles à la crise économique et géopolitique.

2.2.4.3 Risque sur le financement des pensions de retraite

Criticité : **Tendance du risque :** ➤ *Stable*

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Une part significative des engagements de retraite et des actifs affectés à ces plans est concentrée en France et en Belgique. Les autres régimes de retraite à prestations définies concernent principalement l'Europe et le Brésil. Lorsque cela est possible, le Groupe privilégie les régimes à cotisations définies par rapport aux régimes à prestations définies. La fermeture du régime spécial de retraite du personnel sous le régime social des Industries Électriques et Gazières (IEG) aux nouveaux entrants à compter du 1er septembre 2023 ne produira ses effets que sur le long terme. Cela est dû au nombre important de salariés et de retraités toujours sous le régime de retraite IEG. La Note 18 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" précise les éléments évalués et comptabilisés. Le calcul des engagements est estimé par des méthodes actuarielles utilisant des méthodologies, hypothèses et modèles pour l'évaluation des passifs ou la détermination des allocations d'actifs et des risques associés qui peuvent avoir un impact significatif sur les niveaux de couverture et les besoins de financement. En plus des passifs de retraites, il existe d'autres engagements significatifs liés à des avantages post-emploi et à des avantages à long terme pour le personnel en activité. Par exemple, la prestation en nature énergie accordée au personnel IEG pendant la retraite, pourrait voir sa valeur augmenter dans un contexte de prix de l'énergie élevés. Les niveaux de couverture et les besoins de financement des plans de retraite du Groupe varient en fonction de la performance des marchés financiers et des allocations d'actifs retenues, du niveau des taux d'intérêt et d'inflation ainsi que de l'évolution des cadres juridiques et réglementaires applicables. Concernant certains plans, hors périmètre IEG, ENGIE pourrait être amené à financer partiellement ou totalement toute différence entre la valeur de marché des actifs et les niveaux de couverture prévus, ou toute insuffisance de rendement des actifs au regard de taux moyens minimums garantis. Globalement sur l'année 2024, les fonds affichent une performance positive du fait de la hausse des obligations corporate, et de la hausse des actions européennes et mondiales, portés par une baisse de l'inflation, malgré des tensions géopolitiques. Sur les années à venir, le risque reste ouvert.	Le Groupe a mis en place une politique de couverture des engagements de retraites spécifiques à chacun des pays et législations concernés. Sur le périmètre du régime spécial des IEG en France, le financement du régime s'effectue via l'externalisation d'actifs dans le cadre de contrats d'assurance-vie. Pour la majeure partie des régimes à l'international, la couverture des passifs s'effectue via le financement de fonds de pension dans lesquels le Groupe s'efforce d'être présent dans la gouvernance autant que les législations le permettent. L'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite n'est pas couvert.

2.2.5 Risques opérationnels

2.2.5.1 Risque d'approvisionnement pour la construction de centrales d'énergies renouvelables et de capacités de stockages d'électricité (batteries)

Criticité : **Tendance du risque :** *Hausse*

DESCRIPTION

Dans un contexte mondial de transition énergétique, combiné aux tensions géopolitiques internationales, les fournisseurs de technologies bas carbone continuent d'être fortement sollicités par tous les acteurs énergétiques. Ces fournisseurs restent par ailleurs impactés par la prédominance géographique de fabrication de certaines matières premières dans des régions concernées par des sanctions économiques ou de mesures douanières restrictives. En outre, la diversité géographique de la production et de l'assemblage des équipements pour la construction de centrales d'énergie renouvelable les expose à être soumis à des droits de douane.

À titre d'exemple, le Groupe développe aux États-Unis des fermes solaires ainsi que des capacités de stockage d'électricité et importe dans ce cadre une grande partie de ses panneaux solaires et équipements en batteries, de provinces chinoises. Certains producteurs de cette géographie ont été bannis depuis 2021 par les autorités américaines, du fait d'allégations de travail forcé. Par ailleurs, les produits d'autres fabricants chinois ont fait l'objet d'importantes hausses douanières depuis septembre 2024. De plus, les prix de ces matières premières ainsi que le coût du fret international ont sensiblement augmenté.

Ces différents facteurs peuvent entrainer des retards de construction des nouvelles centrales d'énergie renouvelable et capacités de stockages d'électricité ainsi que des surcoûts budgétaires excédant éventuellement les contingences des projets et donner lieu à des réclamations de la part des clients.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe continue de développer différentes stratégies afin de limiter sa dépendance envers les fournisseurs clés et les risques sur la chaîne d'approvisionnement :

- par la diversification des sources d'approvisionnement : le Groupe travaille à nouer des partenariats, en plus des fournisseurs habituels conformes, avec des producteurs en dehors des pays à risque et en relocalisant au plus près de l'utilisateur final ;
- aux États-Unis, le Groupe a
  - mandaté un organisme de contrôle spécialisé pour conduire des audits des protocoles de traçabilité des fournisseurs des panneaux solaires et leur capacité à se conformer à la réglementation américaine des importations,
  - renforcé l'approvisionnement des équipements auprès de fournisseurs locaux et diversifié les sources géographiques d'approvisionnement des batteries et leurs composantes ;
- par la collaboration avec les fournisseurs : le Groupe renforce la circularité et la durabilité très en amont de la chaîne de valeur ;
- les fournisseurs clés du Groupe font l'objet d'un monitoring par le partenaire EcoVadis. L'évaluation régulière des dimensions éthique, environnement, achats durables, travail et droits humains assure un monitoring des fournisseurs. Cette évaluation est prise en compte lors de la sélection des nouveaux fournisseurs ;
- sur un horizon à plus long terme, le Groupe travaille à améliorer les technologies utilisées et le recyclage des matériaux de ses anciens parcs via ses centres de recherche ;
- enfin, ENGIE participe à plusieurs initiatives sectorielles dans le domaine solaire et éolien pour partager et améliorer ses pratiques de gestion des risques. Au sein de WindEurope, ENGIE adhère à l'initiative sectorielle gérée par EcoVadis afin d'améliorer la transparence de sa chaîne d'approvisionnement.

Ces mesures s'inscrivent également dans le cadre du plan de vigilance du Groupe qui est présenté à la Section 3.2 "Plan de vigilance".

2.2.5.2 Cybersécurité

Criticité : **Tendance du risque :** ➤ *Stable*

DESCRIPTION

L'utilisation de technologies modernes (objets connectés, mobilité, cloud, collecte et analyse de données sur des plateformes digitales, outils digitaux, etc.) expose le Groupe à des menaces de cyber-attaques. La digitalisation des processus administratifs comme du pilotage des moyens de production énergétique, de supervision des services à l'énergie ou des infrastructures gazières pourrait conduire en cas de cyber-attaque à des risques d'interruption de service ou de perte de productivité, assortis d'un possible impact réputationnel et d'éventuelles amendes ou pénalités contractuelles.

Le risque cybersécurité regroupe une série d'événements redoutés tels que les attaques par rançongiciel (extorsion), le cybersabotage de systèmes de contrôles industriels, le vol de données à caractère personnel (par exemple de clients) ou d'informations sensibles.

Si ENGIE a effectivement constaté, comme toutes les autres entreprises et collectivités, une augmentation des tentatives de cyber-attaques depuis le début de la crise Covid-19, le Groupe était bien préparé au télétravail par son approche *cloud first* et n'a pas particulièrement souffert de cette augmentation grâce à un bon niveau de cybersécurité sur ses infrastructures informatiques.

En 2022, dans un contexte de conflit entre la Russie et l'Ukraine et de crise énergétique, le risque d'attaque cyber contre le secteur de l'énergie a augmenté d'après l'Agence nationale française de sécurité des systèmes d'information (ANSSI). Chez ENGIE le nombre de tentatives de cyber-attaques, y compris contre les actifs industriels, est resté relativement stable malgré une augmentation des tentatives d'hameçonnage *(phishing)* en 2023.

En 2024, les Jeux olympiques de Paris ont une nouvelle fois intensifié la menace cyber en particulier à l'encontre des entreprises françaises en raison du rayonnement mondial de l'événement. Pendant cette période d'exposition au risque, ENGIE a renforcé ses moyens de protection paramétriques, de réaction et sa capacité humaine d'intervention.

Le développement continu de la digitalisation du Groupe, l'intégration de nouvelles entités ou la création de *joint-ventures,* le recours à des sous-traitants, ainsi que la limitation des couvertures de cyber-assurances disponibles, pourraient également contribuer à l'augmentation sensible de ce risque et ce malgré les progrès constants réalisés par ENGIE en matière de cybersécurité.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe adapte en permanence ses mesures de prévention, de détection et de protection de ses systèmes d'information et de ses données critiques. Ainsi, il dispose :

- d'un Centre Opérationnel de Sécurité (SOC) en charge de la surveillance de ses infrastructures et applications critiques (gestion et industrielles) et de la détection des incidents. Il agit au niveau mondial et est opéré conjointement avec la société Thalès ; sa couverture suit notamment les évolutions et contraintes réglementaires du Groupe ;
- d'une équipe de réponse aux incidents cyber (CERT) garante de la bonne réaction aux cyber-attaques au sein du Groupe et de l'interaction avec les organisations partenaires ou gouvernementales telles que l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSSI) ;
- de contrôles renforcés pour les accès à ses plateformes internes et cloud. L'usage d'outils collaboratifs sécurisés dans le cloud, avec l'authentification à deux facteurs, a permis de ne pas accroître l'exposition au risque cyber avec le développement du télétravail ;
- de dispositifs de prévention d'intrusion sur ses réseaux et systèmes y compris dans le cloud, ainsi que de chiffrement de ses données sensibles ;
- d'un programme de sécurisation de ses environnements industriels afin de garantir les sites sensibles ;
- d'un programme de sensibilisation aux risques cyber incluant une formation obligatoire aux bonnes pratiques de cybersécurité pour tous les employés ;
- d'une cyber-assurance.

Pour se conformer aux réglementations (exemples : Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles, directive européenne n° 2016/1148 sur la sécurité des réseaux et des systèmes d'information), des évaluations sont organisées auprès des sites ou des applications concernés et certaines entités du Groupe ont engagé des démarches de certification de la sécurité de leurs systèmes d'information de type ISO 27001. ENGIE travaille également avec une agence de cyber notation afin d'avoir un contrôle indépendant de son niveau de cybersécurité.

Les attaques d'amplitude majeure sont gérées par des dispositifs spécifiques de réponse à cyber-incident et de gestion de cyber-crise complétant le dispositif de gestion de crise du Groupe. Des exercices de redémarrage des systèmes sensibles sont menés, adressant notamment des scénarios de type "rançongiciel".

Les mesures de cybersécurité organisationnelles, fonctionnelles, techniques et juridiques font l'objet de contrôles permanents qui incluent des campagnes de tests (intrusion, *social engineering* et *phishing).*

Voir également la section 3.1.4.3.1 Cybersécurité.

2.2.5.3 Risque d'accident industriel

Criticité : **Tendance du risque :** ➤ *Stable*

DESCRIPTION
Les domaines d'activité dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels susceptibles de générer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement, en lien avec son profil d'énergéticien. Ces risques pourraient mettre en jeu sa responsabilité civile, pénale et/ou environnementale avec un fort impact potentiel sur sa réputation. Ils peuvent concerner des installations appartenant au Groupe ou gérées par lui pour le compte de clients, ou sur lesquelles interviennent des collaborateurs. **Installations industrielles et sites Seveso** Le Groupe exploite ou construit des systèmes de transport, de distribution ou de stockage de gaz, de regazéification, de liquéfaction de gaz, de biométhanisation. Il exploite ou construit également des centrales de production d'électricité à partir de gaz, des ouvrages hydrauliques, des parcs éoliens et des installations photovoltaïques. Il effectue des prestations de services en milieu industriel. Certaines de ces installations sont du type "Seveso seuil haut". Les risques d'accident industriel peuvent découler, par exemple, d'incidents d'exploitation, de défauts de conception ou de construction, ou d'événements extérieurs (actions de tiers, catastrophes naturelles). Ces accidents pourraient provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages aux biens ou à l'environnement, des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation. L'indisponibilité non programmée des sites industriels d'ENGIE reste stable du point de vue du portefeuille global.

MESURES DE GESTION DES RISQUES
L'exploitation de l'ensemble des actifs industriels s'est poursuivie en maîtrisant les risques associés et en redoublant de vigilance quant au risque de cyber-attaques sur les systèmes de contrôle industriel ou aux risques liés à de potentielles actions de malveillance sur les installations du Groupe. Les entités qui exploitent des actifs industriels mettent en place un certain nombre de dispositions destinées à maitriser les risques afférents, par exemple : • respect des réglementations applicables, par exemple la directive européenne dite "Seveso III [(1)]" ; • mise en œuvre de systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue, visant à diminuer le niveau de risque résiduel ; • identification des incidents et accidents, puis mise en place de plans d'actions pour éviter leur récurrence ; • définition et mise en œuvre de plans d'actions basés sur l'amélioration continue. Par ailleurs, la sécurité industrielle est intégrée de manière spécifique dans les programmes d'audit et de contrôle interne du Groupe. En outre, ENGIE mandate des experts externes pour auditer ses actifs industriels. Des audits réguliers sont réalisés par les autorités compétentes locales. Ces risques sont pour la plupart couverts par des polices d'assurances. En cas de sinistre majeur, ces assurances pourraient s'avérer insuffisantes (voir Section 2.1.3 "Couverture des risques et assurances"). Des informations complémentaires sont présentées en Section 3.1.4.3.3 "Sécurité industrielle".

(1) Directive 96/82/CE modifiée et abrogée par la directive 2012/18/UE dite "Seveso III".

2.2.6 Risques sociaux et sociétaux

Le Groupe reste également exposé à des risques dont l'impact financier direct est difficile à évaluer mais dont l'impact non financier est jugé significatif. Ces risques sont développés plus en détail dans le Chapitre 3 "État de durabilité et plan de vigilance".

2.2.6.1 Risques liés aux ressources humaines

Criticité : **Tendance du risque :** *Stable*

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
La démarche d'analyse des risques liés aux ressources humaines révèle trois principaux risques : **Risque de perte de compétences et de talents, de *turnover* accru** Dans le cadre de son plan de transformation, le Groupe pourrait rencontrer des difficultés pour acquérir les compétences nécessaires à son développement. Le marché de l'emploi dans le secteur de l'énergie est marqué par une concurrence intense pour attirer des talents qualifiés. Dans certains domaines émergents, tels que l'hydrogène et les énergies renouvelables, cette concurrence se renforce, entraînant une pénurie de main-d'œuvre expérimentée. **Risques psychosociaux** L'évolution des emplois et des modes de travail au sein du Groupe, peut générer une perte de motivation, du désarroi et un sentiment de mal-être chez certains salariés. Ceci constitue un facteur de risque susceptible de favoriser l'absentéisme et des départs du Groupe. Voir la Section 2.2.6.2 Risques santé et sécurité au travail. **Climat social** Le risque "climat social" est plus présent en France et en Belgique en raison de questions économiques et sociales, notamment les négociations salariales et le pouvoir d'achat. À cela s'ajoute la crainte que l'évolution des réglementations liées aux mesures pour la transition écologique n'affecte défavorablement l'emploi.	**Risque de perte de compétences et de talents, de *turnover* accru** Le Groupe s'engage sur les actions suivantes : • déploiement des programmes de rétention et de développement des salariés, en particulier les juniors, les hauts potentiels, les postes critiques et les employés identifiés dans les plans de succession ; • renforcement de la mobilité interne, à tous les niveaux et entités au sein du Groupe ; • mise en œuvre ciblée d'une planification stratégique des emplois, qui porte sur les besoins critiques actuels et sur les besoins de compétences futures ; • travaux visant à renforcer la "marque employeur", grâce notamment à un plan de communication fort tant vers l'interne que vis-à -vis de l'extérieur du Groupe ; • conception de programmes de formation personnalisés pour préserver et développer les compétences clés. **Risques psychosociaux** Actions mises en œuvre dans le cadre de l'axe de prévention *No Mind at Risk* : • sensibilisation et formation des managers au sein du Groupe à la détection des risques psychosociaux ; • mise en place de dispositifs d'écoute et de recueil des alertes éthiques ou santé/sécurité, et l'instauration d'auto-évaluations des risques psycho-sociaux ; • enquête annuelle d'engagement des employés (*ENGIE&Me*) et pilotage interactif des plans d'actions associés ; • plan d'amélioration sur la Proposition de valeur pour les employés (*Employee Value Proposition*). **Climat social** Principales actions mises en œuvre : • promotion continue d'un dialogue social positif et constructif avec les syndicats, tout en assurant une communication efficace avec les employés ; • déploiement global du programme ENGIE *Care*, accord social moderne et complet, visant à garantir une protection sociale pour tous les employés du Groupe. Voir également Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains.

2.2.6.2 Risques santé et sécurité au travail

Criticité : **Tendance du risque :** *Stable*

DESCRIPTION

Le Groupe opère dans divers domaines d'activité qui comportent des risques susceptibles de porter atteinte à la santé et sécurité de ses salariés, sous-traitants, et intérimaires.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents graves et mortels, de poursuivre la réduction des accidents du travail et d'améliorer la qualité de vie au travail.

Le Groupe a défini deux axes de prévention : le premier *No Life at Risk* est relatif à la prévention des accidents, le second *No Mind at Risk* traite l'amélioration de la qualité de vie au travail et la prévention des risques psychosociaux.

La Direction Générale du Groupe a décidé, suite aux accidents mortels qui se sont produits en 2021, la mise en œuvre d'un vaste plan de transformation appelé ENGIE *One Safety*, axé sur le renforcement de la culture sécurité, le *leadership* des managers, l'engagement et la vigilance de chacun à protéger sa vie et celles des autres.

Ce plan de transformation intègre la mise en œuvre d'un nouveau programme de formation et de coaching dédié à l'ensemble des managers du Groupe, en plus de la formation standard suivie par tous les employés du Groupe. Ce programme est destiné à améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, de façon à promouvoir un comportement de sécurité adapté des salariés, intérimaires et sous-traitants face aux risques. Le déploiement de cette formation-coaching au profit des managers a été initié en 2023, s'est poursuivi en 2024 et devrait être finalisé en 2025.

Par ailleurs le Groupe a mis en œuvre plusieurs actions de sensibilisation destinées à améliorer la santé-sécurité au travail :

- campagnes de communication et de sensibilisation sur les risques majeurs ;
- organisation de la semaine mondiale de la sécurité ;
- organisation au mois d'octobre du *Safety Stand Down*, moment de recueillement proposé à l'ensemble des collaborateurs et sous-traitants en souvenir des collègues décédés et moment de réflexion sur la façon d'améliorer la sécurité des équipes ;
- organisation de webinars à destination de la filière ;
- publication de *newsletters*.

D'autres actions sont venues compléter les dispositions en place, telles que la conception et le test d'un nouveau questionnaire de contrôle interne dédié à la prévention des risques psycho-sociaux, la publication de standards et instructions techniques destinés à améliorer la maitrise des risques de chute de hauteur et celle des risques électriques

Les différentes dispositions mises en place en 2024 sont décrites en Sections 3.1.3.2.6 “Santé et sécurité des travailleurs", 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaine de valeur ".

2.2.7 Risques liés aux activités nucléaires

Criticité : **Tendance du risque :** *Baisse*

En Belgique, Electrabel, filiale du Groupe, détient en partie et exploite en totalité sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange. Parmi ce parc, deux réacteurs, Doel 3 et Tihange 2 ont été définitivement mis à l'arrêt respectivement le 23 septembre 2022 et le 31 janvier 2023. Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 s'arrêteront définitivement en 2025 et que Tihange 3 et Doel 4 seront prolongés de 10 ans.

Electrabel a établi des principes de gouvernance pour l'exploitation, la maintenance et le démantèlement de centrales nucléaires sur la base de son expérience d'exploitant. Il agit également sur le recrutement, la formation et la fidélisation de ses collaborateurs, à la fois pour le parc en exploitation, les entités de services au nucléaire et le développement de nouveaux services. Ces activités peuvent induire plusieurs types de risques, que ce soit au niveau réglementaire et politique, au niveau opérationnel tant pour l'exploitation-maintenance que le démantèlement de centrales et au niveau financier.

DESCRIPTION

Démantèlement des installations

Les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la gestion des déchets nucléaires et du combustible usé font partie intégrante des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire et sont provisionnés à ce titre. Les hypothèses et sensibilités concernant l'évaluation de ces montants sont détaillées en Note 17.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".

L'accord avec le Gouvernement belge en décembre 2023 (paiement libératoire d'un montant forfaitaire de 15 milliards d'euros pour l'entreposage et le stockage des déchets), a réduit considérablement le risque inhérent au coût de la gestion des déchets qui a été définitivement fixé sans responsabilité résiduelle de l'exploitant une fois ceux-ci conditionnés conformément aux Critères de Transfert Contractuels (CTC) définis avec l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) et fixés par arrêté royal.

Seuls subsistent à charge de l'exploitant nucléaire les risques associés :

- au coût du démantèlement des centrales et au coût de la gestion de l'entreposage sur site des déchets de combustible usé jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'en 2050 ; ces coûts sont soumis à révision triennale ;
- au respect du crédit volumétrique de déchets radioactifs et au conditionnement des déchets conformément aux CTC et du respect de leurs engagements.

Sécurisation des provisions nucléaires

La sécurisation des provisions nucléaires crée des risques financiers spécifiques à l'activité nucléaire.

Il s'agit principalement du risque de rendement des actifs financiers investis, contreparties des provisions constituées au sein de Synatom (filiale d'Electrabel), sous le contrôle de la Commission des Provisions Nucléaires (CPN). Ces actifs financiers dédiés sont, au 31 décembre 2024, investis en fonds SICAV, à hauteur de 13 milliards d'euros et représenteront la totalité des provisions nucléaires d'ici 2031 (voir Note 17.2.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). La volatilité de la valeur des actifs financiers contrepartie des provisions nucléaires représente un risque important pour le Groupe.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Démantèlement des installations

Pour les risques résiduels que le Groupe doit gérer :

- au titre de la maîtrise du coût du démantèlement des centrales, un dispositif de contrôle de gestion renforcé et des revues trimestrielles du programme sont organisés ;
- au titre des volumes de déchets, les efforts d'inventorisation et de caractérisation des déchets que générera le démantèlement se poursuivent et devront confirmer la suffisance du crédit volumétrique obtenu en contrepartie du paiement forfaitaire ;
- au titre du conditionnement des déchets, les CTC ont été définis et des groupes de travail avec l'ONDRAF déterminent les modalités de conditionnement afin d'en confirmer les filières de traitement et le coût.

Sécurisation des provisions nucléaires

Concernant le risque financier lié à la sécurisation des provisions nucléaires, l'accord le restreint considérablement dès lors que, à l'issue du processus de validation de l'Union européenne, réalisé le 21 février 2025, 11,5 milliards d'euros$_{2022}$ de ces provisions seront alors payées pour les déchets de catégorie B et C et 3,5 milliards d'euros$_{2022}$ pour les déchets de catégorie A au redémarrage des unités prévu en novembre 2025 pour solde de tout compte à l'État belge auprès de l'organisme public Hédéra créé pour cela.

Pour le solde des provisions nucléaires sécurisées, le pilotage des investissements est confié à une équipe dirigée par un directeur des investissements au sein de Synatom. Un Comité des Investissements composé d'experts, tous administrateurs de Synatom, est chargé de superviser les décisions d'investissement. À cette fin, la politique d'investissement impose un profil de risque maîtrisé afin d'atteindre les objectifs de rendement et une diversification importante des risques, et s'appuie sur une politique de contrôle des risques rigoureuse.

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Recours contre les permis nécessaires à l'exploitation nucléaire Electrabel doit obtenir des permis de construire et des autorisations d'exploiter certaines installations nucléaires qui font souvent l'objet de recours non suspensifs en annulation. Par d'exemple des permis sont nécessaires pour la construction de nouveaux bâtiments pour l'entreposage temporaire du combustible usé à la centrale de Tihange et à la centrale de Doel avant leur transfert à l'ONDRAF au plus tard en 2050. Pour Tihange, les recours contre les permis requis d'exploitation et d'urbanisme des 26 janvier et 21 février 2020 ont été rejetés par le Conseil d'état en juin et octobre 2024, de sorte que ces permis sont désormais définitifs.	**Recours contre les permis nécessaires à l'exploitation nucléaire** Les équipes juridiques de l'activité nucléaire continuent de suivre attentivement ces contentieux et apportent leur concours aux agences de l'État pour leur résolution favorable.
Risque d'indisponibilité du parc nucléaire Le risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sureté incluant notamment le nombre insuffisant d'opérateurs qualifiés sur site ou à une éventuelle saturation des stockages temporaires de déchets radioactifs, est susceptible de détériorer les objectifs de performance. La performance industrielle des installations nucléaires d'Electrabel est en amélioration sur la période 2020-2024 et les principaux indicateurs sont en bonne progression. La disponibilité du parc de production nucléaire à fin décembre 2024 s'établit à 86%, correspondant à une production de 30 TWh, alors qu'elle s'établissait à 89% en 2023.	**Risque d'indisponibilité du parc nucléaire** La gestion du vieillissement du parc de production fait l'objet d'un suivi renforcé. Une politique spécifique de maintien des compétences est en place. De nouveaux fournisseurs d'équipements supplémentaires ont fait l'objet - ou le seront très prochainement - d'accréditation avec les autorités, notamment pour la fourniture de containers permettant la libération de capacités d'entreposage intermédiaire de combustible usé en piscines d'unités des réacteurs et les premiers containers ont été livrés et chargés. Le programme de fabrication et de livraison se poursuit.
Sécurité des installations et sûreté nucléaire Depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'ont jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement. Mais ils sont susceptibles de mettre en jeu la responsabilité civile d'Electrabel, notamment en cas d'accident nucléaire ou de rejets importants de radioactivité dans l'environnement.	**Sécurité des installations et sûreté nucléaire** Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel conforme aux standards extrêmement élevés de la profession tels que les normes de sûreté de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), et qui s'exerce à plusieurs niveaux (voir Section 3.1.4.3.3). Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire a une qualification adéquate et est sensibilisée à sa responsabilité personnelle vis-à-vis de la sûreté nucléaire (voir Section 3.1.4.3.3).

2.3 PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE

2.3.1 Objectifs du contrôle interne

2.3.1.1 Cadre légal d'application

Le contrôle interne d'ENGIE s'inscrit dans le cadre de la loi de Sécurité financière promulguée le 1er août 2003 et s'appuie sur le référentiel COSO II *(Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)* et le cadre de référence de l'Autorité des marchés financiers (AMF). Il est encadré par une Politique Groupe qui précise, au regard du cadre réglementaire applicable, les attentes et les objectifs de la fonction Contrôle interne.

2.3.1.2 Objectifs du contrôle interne

Le contrôle interne d'ENGIE a pour objectif de fournir une assurance raisonnable (telle que décrite par le COSO) quant à la maîtrise des activités au regard des objectifs suivants :

- la réalisation adéquate et l'optimisation des opérations ;
- la fiabilité de l'information financière ; et
- la conformité aux lois et réglementations ainsi qu'aux instructions et orientations fixées par la Direction Générale.

À ce titre, le dispositif de contrôle interne d'ENGIE veille à s'adapter en permanence, afin de tenir compte des enjeux auxquels le Groupe fait face. Ces adaptations répondent aux évolutions constantes de la réglementation, à la transformation de l'organisation, au développement de nouveaux métiers, ou encore au développement du numérique.

2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne

2.3.2.1 L'organisation du contrôle interne

Le groupe ENGIE s'est doté d'un programme de pilotage du contrôle interne nommé "INCOME" (***IN****ternal* ***CO****ntrol* ***M****anagement and* ***E****fficiency*) dont le déploiement est effectué en fonction des risques et enjeux managériaux des activités.

Le contrôle interne est en premier lieu une responsabilité managériale qui s'applique à tous les niveaux du Groupe, de sorte que chaque dirigeant, en tant que "première ligne de défense" est responsable de la conception d'un dispositif de contrôle interne approprié et de la supervision de son efficacité.

La deuxième ligne de défense du dispositif de contrôle interne est sous la responsabilité de chacune des Directions fonctionnelles. En particulier le contrôle interne financier est piloté par la Direction du Contrôle Interne au sein de la Direction Financière. Les entités opérationnelles et les pays d'une part, les régions et le Corporate d'autre part, ont leurs propres contrôleurs internes, chargés de piloter le déploiement du dispositif de contrôle interne sur leur périmètre respectif ; ils agissent à leur niveau en appui au management et ont un rattachement matricé entre la fonction Contrôle Interne (fonctionnel) et le management local (hiérarchique).

La Direction du Contrôle Interne a également une responsabilité globale et transverse sur le domaine contrôle interne. Ses missions principales sont :

- de maintenir à jour la Politique Groupe de Contrôle Interne et le "cadre de référence" du programme ;
- d'assurer une supervision directe ou indirecte des actions de la fonction Contrôle Interne au sein du Groupe ; et
- d'animer et coordonner le dispositif en tant que partie-prenante de la "seconde ligne de défense" avec les autres fonctions (voir Section 2.3.2.3.3). Chacune porte la responsabilité de l'adéquation et de l'efficacité de son dispositif de contrôle interne dans son domaine respectif.

À ce titre, la Direction du Contrôle Interne présente le rapport annuel sur l'état du contrôle interne au Comité Exécutif et au Comité d'Audit.

La fonction contrôle interne est constituée de l'ensemble de ces éléments.

2.3.2.2 Cadre général de conformité

2.3.2.2.1 Éthique et *compliance*

Conformément à ses valeurs et à ses engagements, ENGIE agit dans le respect des lois et des réglementations en vigueur dans les pays où le Groupe est présent, et ce, en toutes circonstances. À cet effet, le Groupe a mis en place une politique éthique et *compliance* orientant les décisions stratégiques, le management et l'ensemble des pratiques professionnelles. Il s'est également doté des outils nécessaires pour mesurer la conformité à cet engagement (voir Section 3.1.4.1 "Éthique et conduite des affaires").

2.3.2.2.2 Systèmes d'information

La stratégie, les politiques et standards de solutions informatiques sont définis par la Direction Digital et des Systèmes d'Information du Groupe (DDSIG). La sécurisation des Systèmes d'Information (SI) des filières et des fonctions centrales du Groupe est sous la responsabilité des Directions Corporate correspondantes, dans le respect des politiques et standards. La standardisation des applications métiers et la sécurisation des systèmes de contrôle industriel (ICS) sont pilotées sous la responsabilité des *Global Business Units* (GBU). Les régions et entités sont responsables de la sécurisation et de la résilience de leur SI et ICS sous le contrôle des GBU et la DDSIG. La DDSIG pilote les actions de sécurisation transverses, y compris de sensibilisation, ainsi que le raccordement des SI et sites industriels à la plateforme de supervision de cybersécurité du Groupe (*Global Security Operations Center*).

2.3.2.2.3 Politiques et normes internes

Les Directions fonctionnelles mettent en place et diffusent des Politiques Groupe qui ont pour objectif de définir, selon le domaine concerné, les principales dispositions applicables à tous les niveaux de l'organisation, en ligne avec les objectifs et les valeurs d'ENGIE.

De façon systématique, le dispositif de contrôle interne d'ENGIE fait référence à ces Politiques dans la constitution de son cadre de référence, au regard notamment de l'objectif de conformité visé.

Des décisions, normes et procédures définissant les modes de fonctionnement du Groupe complètent ces Politiques.

À ce titre, la Direction Financière met à disposition les procédures et règles destinées à assurer la fiabilité de l'information comptable et financière applicable aux entités du Groupe.

La Direction du Contrôle Interne pour sa part met à disposition de l'ensemble des collaborateurs :

- la Politique de contrôle interne Groupe complétée par un guide méthodologique auquel les entités doivent se référer, de nature à les aider dans la définition, l'évaluation et le pilotage d'un dispositif de contrôle interne adapté à la nature de leurs activités ;
- des référentiels de contrôle interne conçus par les Directions fonctionnelles (voir la Section 2.3.2.3.3 "La deuxième ligne de défense"), qui détaillent les risques inhérents aux activités des domaines concernés et les contrôles clés conçus pour les maîtriser ;
- des outils d'évaluation de l'environnement général de contrôle et de la maîtrise du risque de fraude, ainsi que des guides pratiques portant sur les sujets transverses que sont la séparation des tâches, la gestion des habilitations et des droits d'accès aux systèmes d'information, la protection du patrimoine matériel et immatériel, le rôle des Administrateurs représentant le Groupe dans les entités détenues.

L'ensemble de ces Politiques, normes et procédures est mis à disposition sur l'intranet du Groupe.

2.3.2.3 Les acteurs du dispositif

Les acteurs et leurs rôles respectifs sont présentés selon le modèle des trois lignes de défense, supervisés par les instances de gouvernance d'ENGIE.

2.3.2.3.1 Les instances de gouvernance du Groupe

Le Conseil d'Administration, avec le Comité d'Audit, s'assure du bon fonctionnement du contrôle interne Groupe. Le Comité Exécutif définit l'organisation, les responsabilités des dirigeants et veille au respect des délégations de pouvoirs. Un rapport annuel sur l'état du contrôle interne est présenté au Comité Exécutif et au Comité d'Audit.

2.3.2.3.2 La première ligne de défense

Les managers opérationnels, responsables du contrôle interne de leurs organisations, constituent un élément clé du dispositif. En se référant au cadre de référence défini par le Groupe, ils veillent à la mise en œuvre des activités de contrôle, analysent les résultats, corrigent les déficiences et améliorent l'efficience de leur dispositif.

Les Comités de Direction des GBU, des *hubs* régionaux et des entités opérationnelles sont responsables de la mise en place et de la supervision du contrôle interne couvrant le périmètre de leurs activités.

2.3.2.3.3 La deuxième ligne de défense

Elle est organisée par fonctions pilotées par les Directions fonctionnelles du Groupe. Au-delà de la Direction du Contrôle Interne, dont les missions ont été décrites ci-dessus dans la Section 2.3.2.1, les Directions suivantes constituent les principales parties prenantes de la deuxième ligne de défense :

La Direction Financière est garante du contrôle interne comptable et financier (voir Section 2.3.3 ci-dessous). En son sein, la Direction Management des Risques & Assurances est impliquée dans le recensement des risques assurables, la prévention des sinistres, la définition et la mise en œuvre des stratégies de couverture.

La Direction Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG) veille à la conformité ESG d'ENGIE, particulièrement en matière environnementale et sociétale. Elle propose les politiques du Groupe dans ce domaine, évalue le niveau de maturité ESG environnementale des différentes composantes du Groupe, suit la réalisation des objectifs ESG 2030 et réalise le *reporting* de durabilité.

La Direction Achats Groupe définit les principes et règles de la Charte et de la Gouvernance Achats. Des contrôles internes sont définis pour couvrir l'ensemble des processus Achats, de la qualification des fournisseurs jusqu'au paiement de la facture finale.

Le Secrétariat Général contribue à sécuriser juridiquement le fonctionnement du Groupe et les décisions de ses dirigeants, notamment dans les domaines suivants : engagements, litiges, arbitrages, études et actions en matière de protection de la responsabilité pénale du Groupe et de ses dirigeants, embargo, droit des sociétés, réglementation boursière, droit de la propriété intellectuelle, droit de la concurrence et de la régulation, droit financier.

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Juridique, Éthique et *Compliance* assure le pilotage de la filière juridique, l'encadrement juridique des activités du Groupe. La Direction Éthique, *Compliance & Privacy*, qui lui est rattachée, pilote la filière éthique et s'assure du respect des principes éthiques.

La Direction des Ressources Humaines du Groupe fixe le cadre et l'ensemble des règles visant à garantir le respect des législations locales, la conformité des pratiques de gestion des ressources humaines par rapport aux engagements sociaux et sociétaux du Groupe, en matière d'emploi, de diversité et inclusion, de respect des droits humains, de santé et de sécurité, de confidentialité et d'intégrité des données.

La Direction Transformation & Géographies est responsable de la supervision du *Transformation Office*, de la Direction Santé Sécurité et de la Direction Générale des Projets. Elle gère également les *hubs* régionaux de la plateforme géographique du Groupe, ainsi que l'organisation *Global Business Support* (GBS) en charge des centres de services partagés du Groupe.

Au sein de la Direction Transformation & Géographies, (i) la Direction Transformation Office est en charge de superviser et piloter les projets de transformation du Groupe, (ii) la Direction Santé Sécurité du Groupe est en charge des activités au niveau Groupe relatives à la santé et la sécurité des personnes et à la sécurité industrielle au regard des objectifs que le Groupe se fixe dans ces domaines (*No Life at Risk – No Mind at Risk – No Asset at Risk*) et relatives à la gestion de crise, et (iii) la Direction Opérationnelle des Projets assure un rôle de supervision et d'accompagnement des projets industriels du Groupe.

La Direction Digital et des Systèmes d'Information Groupe (DDSIG) définit les contrôles internes relatifs à la gestion des systèmes d'information et à leur sécurisation, aussi bien pour les systèmes de gestion que pour les systèmes industriels (ICS). Des contrôles réguliers sont réalisés sur les systèmes (tests d'intrusions), sur site (contrôles ICS), ou au travers d'indicateurs de risques internes ou externes. Les thèmes importants pour le contrôle interne, tels que la séparation des tâches ou la gestion des droits d'accès, sont pris en compte dès la conception des nouveaux systèmes d'information puis régulièrement revus sous le contrôle des propriétaires des applications sensibles.

2.3.2.3.4 La troisième ligne de défense : la Direction de l'Audit Interne

Rattachée directement à la Direction Générale, la Direction de l'Audit Interne intervient dans l'ensemble du Groupe selon un plan d'audit annuel élaboré à partir de l'analyse des risques et d'entretiens avec les dirigeants fonctionnels et opérationnels.

Ce plan peut être enrichi à la demande du Comité Exécutif en fonction des priorités du Groupe.

Présenté pour approbation au Comité d'Audit, le plan est conçu afin de couvrir les risques et enjeux majeurs du Groupe qu'il est en mesure d'adresser et permet de vérifier la maîtrise des activités.

L'Audit Interne présente ses conclusions au Comité d'Audit, au Comité Exécutif du Groupe et aux dirigeants des GBU. Il rend compte au Comité d'Audit des principaux constats et de l'avancement des plans d'actions associés.

2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière

2.3.3.1 Organisation et acteurs

La Direction du *Reporting*, Analyses et Performance (DRAP) est chargée du *reporting* financier, de la supervision de l'établissement des comptes sociaux de la société ENGIE, de la mise en œuvre du processus de production des comptes consolidés, et des relations avec les Commissaires aux comptes et les services comptables de l'AMF. Elle établit les principes comptables Groupe et assure leur déploiement afin de garantir la conformité aux normes comptables. Elle veille à l'évolution des normes et à leur incidence sur les comptes du Groupe, assure la qualité et l'homogénéité des analyses effectuées et des positions adoptées. La Direction établit les analyses et rapports nécessaires à la Direction Générale pour le pilotage économique et financier du Groupe. Elle établit et maintient le référentiel de contrôle de gestion Groupe et veille à son déploiement au sein des différentes entités. Elle pilote les filières Comptable et Contrôle de Gestion dans la définition et la mise en œuvre des processus et des outils. Elle assure le pilotage du programme de performance du Groupe.

La Direction Fiscale est responsable de la définition et du déploiement de la politique fiscale du Groupe. Elle coordonne la validation des déclarations fiscales, la documentation relative aux prix de transfert et assure le *reporting* unifié des données fiscales. Elle a une responsabilité hiérarchique sur l'ensemble des activités de la fiscalité. D'une manière générale, elle est étroitement soutenue par les Directions Financières des GBU et des *hubs* qui assument des responsabilités fiscales en termes de conformité et de transparence.

La Direction Processus, Data et Systèmes financiers définit la stratégie en matière de processus et de Systèmes d'Information de la fonction finance. Elle détermine et pilote, les politiques, normes et standards en matière de processus et de solutions informatiques propres à la fonction finance. Le déploiement des applications et infrastructures est assuré de manière distribuée dans les entités. À ce titre, la Direction Processus, Data et Systèmes financiers veille à la mise en œuvre de la Politique de Sécurité SI Groupe au sein de la filière. Elle suit et planifie les dépenses et investissements SI.

Les entités de *reporting* du périmètre de consolidation utilisent toutes les applications informatiques SA*P BFC* pour la consolidation des comptes et SA*P BPC* pour le *reporting* de contrôle de gestion au Groupe. La responsabilité de la gestion de SA*P BFC* est assumée conjointement par le Centre d'Expertise Outil de Consolidation (pour ce qui relève des missions d'administration, de paramétrage et d'aide à l'exploitation par les utilisateurs) et par la Direction des Systèmes d'Information pour ce qui relève des infrastructures sous-jacentes spécifiques.

La Direction Relations Investisseurs est responsable des relations avec les investisseurs institutionnels ainsi que les analystes. S'agissant des informations de gestion, la DRAP est l'unique source d'information de la Direction des Relations Investisseurs, y compris pour les autres informations issues du processus de *reporting* légal et entrant dans le cadre de l'information réglementée, au sens de la réglementation AMF. Enfin, elle pilote et coordonne le processus de communication au marché (informations financières et opérations majeures) en collaboration avec le Secrétariat Général.

Au travers des lignes fonctionnelles, ces Directions du Corporate supervisent le contrôle interne dans leurs domaines respectifs via les Directions Financières des GBU, des *hubs* régionaux et des pays. Celles-ci sont responsables de la production des comptes sociaux des entités juridiques et de leur transcription dans le référentiel IFRS, ainsi que de la mise en œuvre des procédures de contrôle interne auprès de l'ensemble des filiales opérationnelles et d'un contrôle de gestion décentralisé (voir Section 2.3.3.3 "Processus de fixation des objectifs et pilotage"). La consolidation de ces données transcrites en normes IFRS est réalisée par le Corporate.

La Direction Financière s'appuie sur la procédure en vigueur "Missions et principes de fonctionnement de la communication financière" qui précise les principes de gestion pour la communication financière du Groupe et définit les activités se rapportant aux relations avec les investisseurs institutionnels et analystes ainsi qu'à la veille de marché.

2.3.3.2 Processus de consolidation

La **DRAP** est responsable de la production des comptes consolidés. Elle bénéficie du soutien du contrôle de gestion des GBU et des *hubs*. Elle met à jour le manuel des principes comptables et les instructions de clôture diffusées avant les phases de consolidation.

Chacun de ces acteurs, sur son périmètre de responsabilité, effectue les contrôles permettant d'assurer la diffusion et la correcte application des normes et des procédures comptables du Groupe. Le Corporate met en œuvre des contrôles de deuxième niveau sur l'information préparée par les GBU et les *hubs* qui font de même vis-à-vis des données communiquées par les entités de *reporting*.

Les Directeurs Généraux et les Directeurs Financiers de GBU, ainsi que les Directeurs Financiers de *hubs* géographiques, s'engagent sur la qualité et l'exhaustivité de l'information financière transmise au Groupe par une lettre d'affirmation. Les échanges avec les Commissaires aux comptes confortent la qualité de l'information financière, particulièrement pour les situations complexes pouvant laisser place à l'interprétation.

2.3.3.3 Processus de fixation des objectifs et pilotage

Les quatre GBU du Groupe et les entités métiers produisent annuellement un Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT), un budget et des actualisations du budget en cours d'année. La **DRAP** élabore à cette fin des instructions à l'attention de chaque GBU détaillant les hypothèses macroéconomiques, les indicateurs financiers et non financiers, le calendrier et la segmentation du périmètre d'activité. Chaque GBU a la responsabilité de transmettre ces instructions aux entités de *reporting* de son périmètre après les avoir complétées d'éventuelles spécificités métier.

Le Comité Exécutif valide, pour chaque GBU, les objectifs fixés pour l'année suivante, le budget correspondant et les perspectives au-delà de l'année en cours issues du processus budgétaire et du PAMT. Le processus de test de dépréciation des écarts d'acquisition et des actifs à long terme s'appuie sur ces données. Le budget consolidé et le PAMT du Groupe sont présentés en réunion conjointe du Comité d'Audit et du Comité des Investissements et des Technologies, puis en Conseil d'Administration.

2.3.4 Pilotage du contrôle interne

Le management joue un rôle essentiel dans le pilotage du dispositif de contrôle interne selon un cycle généralement annuel en s'assurant, au regard de la notion d'assurance raisonnable, qu'il reste adapté aux enjeux et aux risques de son périmètre de responsabilité. Dans le cadre du programme de Contrôle Interne du Groupe et de ses principes méthodologiques, il veille à la réalisation des cinq actions suivantes :

- l'analyse de l'environnement général de contrôle ;
- l'évaluation des risques de dysfonctionnement des processus ;
- la conception ou la mise à jour des contrôles jugés adaptés ;
- l'évaluation régulière de l'efficacité des dispositifs en place et la mise en œuvre potentielle d'actions correctrices dans une logique d'amélioration continue ;
- la communication et l'engagement à tous les niveaux.

Pour l'ensemble de ces actions, le Groupe met à disposition des entités des outils que les entités utilisent et adaptent selon leurs enjeux.

S'agissant plus particulièrement de l'évaluation de l'efficacité des dispositifs en place, en 2024, le Groupe a continué à déployer des contrôles automatisés en utilisant les données disponibles dans les processus transactionnels. Cela vise à mieux maîtriser les risques de non-conformité, de fraude et à garantir la fiabilité des informations comptables. De nouveaux contrôles ont été conçus dans le cadre du projet *Global Enterprise Transformation* (GET). Ce projet vise au déploiement d'un système de gestion unique autour de processus unifiés. En 2024, GET a été déployé sur deux entités pilote situées au Pérou et au périmètre de ENGIE Solutions France.

Ces contrôles automatisés sont utilisés par la première ligne de défense. La Direction du Contrôle Interne définit une liste de contrôles automatisés faisant l'objet d'une supervision par la deuxième ligne de défense.

S'agissant de la notion d'engagement, la responsabilité du management est formalisée par la rédaction et la signature d'une lettre d'attestation annuelle. Cette lettre exprime le point de vue du dirigeant sur l'efficacité du dispositif de contrôle interne dans son périmètre de responsabilité en y annexant les plans d'actions significatifs jugés adéquats pour remédier aux faiblesses relevées.

Cet engagement est décliné tout au long de la chaîne managériale de manière à apporter à la Direction Générale et au Comité d'Audit une assurance raisonnable quant au déploiement et à l'efficacité de son dispositif de contrôle interne.



3

ÉTAT DE DURABILITÉ ET PLAN DE VIGILANCE RFA

3.1 État de durabilité 68

3.1.1 Informations générales [ESRS 2] 77

3.1.2 Informations environnementales [ESRS E1 à E5] 102

3.1.3 Informations sociales [ESRS S1 à S4] 141

3.1.4 Informations relatives à la conduite des affaires [ESRS G1] 184

3.1.5 Annexes 196

3.1.6 Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024 218

3.1.7 Rapport d'assurance raisonnable des commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales du groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 220

3.2 Plan de vigilance 223

3.2.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement 224

3.2.2 Évaluation des tiers 236

3.2.3 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements 236

3.2.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan 237

3.2.5 Table de concordance devoir de vigilance 238

3.1 ÉTAT DE DURABILITÉ

Cette année marque une étape importante pour ENGIE avec la publication de son premier état de durabilité, en conformité avec les exigences de la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD). Ce document remplace la Déclaration de Performance Extra-Financière (DPEF). Les éléments publiés dans cet état ne reflètent pas l'intégralité des actions de durabilité du groupe ENGIE mais uniquement les éléments matériels au sens de la CSRD. Pour aller plus loin sur certains sujets, des informations complémentaires sont disponibles sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale

En l'attente du marquage numérique à venir, et afin de faciliter la lecture et la lisibilité des informations, ENGIE a fait le choix d'indiquer entre crochets les références aux informations exigées par la norme.

De plus, pour une approche plus synthétique des différents thèmes de cet état de durabilité, des doubles pages introductives ont été réalisées afin de rendre le propos plus accessible au-delà des exigences de la norme.

Il est important de souligner que ce premier état de durabilité a été réalisé dans un temps court compte-tenu (i) des changements majeurs que la CSRD nécessite d'opérer dans la manière de présenter l'information, (ii) de la parution tardive des documents d'orientation tels que ceux relatifs au plan de transition climatique par exemple. Avec la CSRD, ENGIE va poursuivre sa transformation et le développement de pratiques toujours plus durables pour mener ses opérations de la manière la plus respectueuse pour l'environnement et la société. Ainsi ce premier état de durabilité s'inscrit dans un nécessaire processus d'amélioration continue et il conviendra, au fil des années à venir, de préciser, compléter et améliorer les informations publiées.

Conformément à l'esprit d'interopérabilité voulu par les normes européennes de reporting en matière de durabilité (ESRS) et les normes internationales (IFRS - *International Financial Reporting Standards*) de l'ISSB (*International Sustainability Standards Board*), les informations et indicateurs fournis dans l'état de durabilité s'efforcent de s'aligner aux exigences de la norme IFRS.

En conclusion, ce premier état de durabilité ouvre la voie à de nouveaux échanges avec les parties prenantes du Groupe. Avec la CSRD, la transformation du Groupe pour œuvrer à un monde plus durable et plus désirable se poursuit dans un cadre normé, qui permet d'étalonner l'ambition et les objectifs d'ENGIE.

CHANGEMENT CLIMATIQUE

ESRS **E1**

2 ENJEUX MATÉRIELS

9 IRO

Atténuation du changement climatique et transition énergétique	**1 IMPACT −** **3 IMPACTS +** **2 RISQUES** **3 OPPORTUNITÉS**

PLAN D'ACTIONS

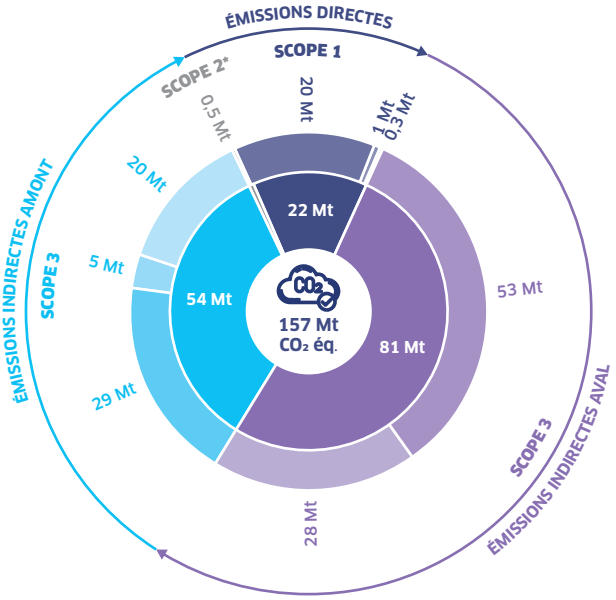
- **Arrêter l'utilisation du charbon** en passant par l'arrêt des ventes de charbon depuis 2019 et l'arrêt de la production d'énergie à partir du charbon d'ici 2025 en Europe continentale et d'ici 2027 dans le monde.
- **Réduire et décarboner la consommation et les ventes de gaz, tout en produisant des gaz renouvelables et décarbonés** (i) en réduisant les ventes de gaz et les volumes de gaz consommés par le parc thermique existant, (ii) en décarbonant les centrales thermiques restantes et (iii) en produisant des gaz décarbonés (biométhane et hydrogène).
- **Décarboner la production, les ventes et la consommation d'électricité et de chaleur** en produisant de l'électricité renouvelable et de la chaleur renouvelable, décarbonée ou de récupération et en vendant de l'électricité renouvelable et décarbonée.
- **Accompagner la transition des infrastructures gazières existantes et développer des infrastructures** électriques de transport et de distribution, de la flexibilité de l'offre énergétique et des infrastructures de mobilité bas carbone et des technologies bas carbone (dessalement, pompes à chaleur).
- **Accompagner les clients dans la décarbonation de leurs activités, en plus des actions sus-mentionnées,** en développant les services sur l'efficacité énergétique, la sobriété énergétique et la flexibilité de la demande énergétique (pilotage de la demande, batteries décentralisées).

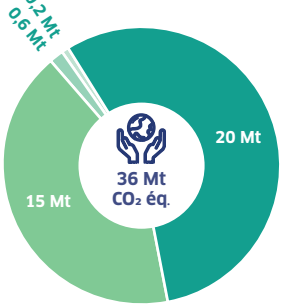
Objectifs

(Extraits)

- Émissions de gaz à effet de serre du Groupe (scopes 1,2 et 3) :
  Cible 2030 : **120/140 Mt CO_2 éq.**
  Résultat 2024 : **157 Mt CO_2 éq.**
- Émissions évitées annuellement chez les clients par les offres et produits du Groupe :
  Cible 2030 : **65/85 Mt CO_2 éq.**
  Résultat 2024 : **36 Mt CO_2 éq.**
- Émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (scope 1) :
  Cible 2030 : **26/36 Mt CO_2 éq**
  Résultat 2024 : **48 Mt CO_2 éq.**
- Émissions des gaz à effet de serre des ventes de commodités (scopes 1 et 3) :
  Cible 2030 : **63/83 Mt CO_2 éq**
  Résultat 2024 : **82 Mt CO_2 éq.**

intervalle cible





Scope 3 Amont
29 Mt Génération d'énergie achetée pour la revente aux clients finaux
5 Mt Achats et biens immobilisés
20 Mt Chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité

Scope 2
0,5 Mt Achats d'électricité et de chaleur

Scope 1
20 Mt Génération d'énergie
1 Mt Infrastructures gaz
0,3 Mt Autres activités (incl. flotte de véhicules)

Scope 3 Aval
53 Mt Usage des produits vendus (vente de combustibles)
28 Mt Investissements (incl. génération d'énergie des entités non contrôlées)

Décarbonation des clients
20 Mt Génération d'énergie et de gaz renouvelables
15 Mt Revente d'énergie et de gaz renouvelables
0,6 Mt Stockage d'électricité
0,2 Mt Services énergétiques

* *Les émissions scope 2 présentées sur le graphique ci-dessus sont calculées selon la méthode location-based. En market-based, les émissions scope 2 de ENGIE en 2024 sont de 0,8 Mt.*

CHANGEMENT CLIMATIQUE

Adaptation aux conséquences du changement climatique	2 RISQUES

PLAN D'ACTIONS

- **Assurer la résilience climatique du Groupe à un niveau stratégique** en incluant le risque climatique dans les critères de sélection du portefeuille géographique et technologique du Groupe.
- **Assurer la résilience des sites en local** en analysant le risque climatique des nouveaux projets et des sites existants et, si besoin, mettre en place des plans d'adaptation.

Politique climat

Objectifs
(Extraits)

- Sites existants soumis à un risque climatique matériel disposant d'un plan d'adaptation :

  Cible 2026 : **100%**

- Nouveaux projets avec seuil de validation COMEX et Conseil d'Administration intégrant une analyse de risque climat avant décision d'investissement :

  Cible 2026 : **100%**

POLLUTION INDUSTRIELLE

ESRS **E2**

1 ENJEU MATÉRIEL — **7 IRO**

Pollution industrielle	1 IMPACT + 3 IMPACTS - 3 RISQUES

PLAN D'ACTIONS

- Dès la conception d'un projet, identifier les risques de pollution et mettre en place un plan d'actions en s'appuyant au maximum sur les meilleures technologies disponibles.

Politique anti-pollution

Objectifs
(Extraits)

- Réduction des émissions d'oxydes d'azote (NOx) liées à la production d'énergie :

  Cible 2030 : **-75% (soit 23 052 t) vs 2017**

  Résultat 2024 : **23 223 t**

- Réduction des émissions de particules (PM) liées à la production d'énergie :

  Cible 2030 : **-60% (soit 2 941 t) vs 2017**

  Résultat 2024 : **2 636 t**

EAU

ESRS **E3**

1 ENJEU MATÉRIEL

5 IRO

Préservation des ressources en eau	**2 IMPACTS -** **2 RISQUES** **1 OPPORTUNITÉ**

PLAN D'ACTIONS

- Réduire la pression sur la ressource en eau douce sur les sites en zone de stress hydrique élevé et extrême en les identifiant et en mettant en place des plans d'actions permettant une optimisation de l'usage et du partage de l'eau, dans le respect de la séquence ERC (Éviter, Réduire, Compenser) et en concertation avec les parties prenantes.

Politique eau et océans

Objectifs
(Extraits)

- Réduction du taux de consommation d'eau douce de la production d'énergie :
  - Cible 2030 : **0,100 m³/MWh**
  - Résultat 2024 : **0,239 m³/MWh**
- Réduction des prélèvements d'eau douce de la production d'énergie :
  - Cible 2030 : **3,6 m³/MWh**
  - Résultat 2024 : **9,44 m³/MWh**

BIODIVERSITÉ ET ÉCOSYSTÈMES

ESRS **E4**

1 ENJEU MATÉRIEL

6 IRO

Biodiversité et écosystèmes	**1 IMPACT +** **3 IMPACTS -** **2 RISQUES**

PLAN D'ACTIONS

- Renforcement en 2024 de l'analyse des impacts, dépendances, risques et opportunités pour les activités industrielles en appliquant la méthode LEAP (*Locate, Evaluate, Assess, Prepare*), en mesurant l'empreinte biodiversité.
- Analyse et revue par les instances de décisions du Groupe des enjeux biodiversité dans le processus de développement des projets, incluant le respect de la séquence ERC (Éviter, Réduire, Compenser).

Politique biodiversité

Objectifs
(Extraits)

- Sites industriels prioritaires matériels en termes de biodiversité avec un plan d'actions défini en concertation avec les parties prenantes :
  - Cible 2028 : **100%**
  - Résultat 2024 : **84%**
- Projets du Groupe avec une analyse des enjeux biodiversité :
  - Cible 2025 : **100%**
  - Résultat 2024 : **91%**

UTILISATION DES RESSOURCES ET ÉCONOMIE CIRCULAIRE

ESRS **E5**

1 ENJEU MATÉRIEL

6
I R O

Ressources et économie circulaire	1 IMPACT + 1 IMPACT - 2 RISQUES 2 OPPORTUNITÉS

PLAN D'ACTIONS

- Développer le biométhane en Europe pour utiliser les ressources locales.
- Évaluation en 2024 de la criticité des matériaux de quatre exemples de technologies (éolien, photovoltaïque, batteries, électrolyseurs) avec le “Passeport des risques matériaux”.
- Recyclage de la résine Elium® et des tissus Ultrablade® provenant des pales d'éoliennes et des déchets de production avec le projet ZEBRA en 2024.

Politique économie circulaire et ressources

Objectifs
(Extraits)

- Production annuelle de biométhane en Europe :

Cible 2030 : **10 TWh**

Résultat 2024 : **1,2 TWh**

- Capacité d'injection annuelle de biométhane sur les réseaux en France :

Cible 2030 : **50 TWh**

Résultat 2024 : **13 TWh**

MAIN D'ŒUVRE PROPRE À L'ENTREPRISE

ESRS **S1**

4 ENJEUX MATÉRIELS

15 IRO

Conditions de travail et dialogue social	1 IMPACT - 1 IMPACT + 2 RISQUES

PLAN D'ACTIONS

- Suivre la mise en œuvre de l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE.

Équité et diversité	1 IMPACT - 1 IMPACT + 1 RISQUE

PLAN D'ACTIONS

- Mener des actions de formation et de sensibilisation à la diversité et à l'équité.
- Identifier et traiter les éventuels écarts de rémunération entre les femmes et les hommes.

Talents et compétences	1 IMPACT - 2 IMPACTS + 1 RISQUE

PLAN D'ACTIONS

- Identifier les compétences actuelles et futures en adéquation avec la stratégie du Groupe et conduire des actions de formation et d'encouragement à la mobilité.
- Identifier et développer les capacités des futurs dirigeants avec les *People and positions reviews*.

Santé-sécurité au travail	2 IMPACTS - 2 RISQUES

PLAN D'ACTIONS

- Poursuivre le déploiement de la formation-coaching *ENGIE One Safety Culture* auprès des managers.
- Déployer des campagnes de communication sur "la Minute Qui Sauve", et l'application du point d'arrêt (*Stop the Work*).

- Politique de vigilance - droits humains
- Politique formation et développement
- Diversité et Inclusion
- Politique santé-sécurité

Objectifs

(Extraits)

- Déploiement des quatre piliers du programme ENGIE *Care** :
  Cible 2024 : **100%**
  Résultat 2024 : **100%**
- Équité salariale F/H au niveau Groupe :
  Cible 2030 : **≤ 2%**
  Résultat 2024 : **1,85%**
- Formation des collaborateurs chaque année :
  Cible 2030 : **100%**
  Résultat 2024 : **94,6%**
- Éradication durable des accidents mortels des salariés et intérimaires :
  Cible permanente : **0 accident mortel**
  Résultat 2024 : **1**

* *L'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE comprend le déploiement de ENGIE Care, programme de protection sociale des employés d'ENGIE à l'échelle mondiale. Ce programme comprend quatre piliers : la garantie décès, la garantie hospitalisation, la garantie invalidité, et la parentalité.*

TRAVAILLEURS DE LA CHAÎNE DE VALEUR

ESRS **S2**

2 ENJEUX MATÉRIELS

6 IRO

Santé-sécurité	**1 IMPACT -** **1 RISQUE** **1 OPPORTUNITÉ**

PLAN D'ACTIONS

- Éradiquer les accidents graves et mortels en appliquant des processus spécifiques au management de la santé-sécurité des sous-traitants et en imposant des standards et règles de sécurité identiques à ceux applicables aux collaborateurs.

Travailleurs de la chaîne de valeur	**1 IMPACT -** **1 IMPACT +** **1 RISQUE**

PLAN D'ACTIONS

- Réaliser des audits éthiques sur les sites de production dans les secteurs à haut risque, tels que les panneaux solaires et les éoliennes.
- Mettre en œuvre un plan de formation obligatoire sur l'éthique des relations avec les fournisseurs et la diligence raisonnable dans les processus d'achats.
- Mener des diligences strictes en matière d'ESG à l'égard des fournisseurs d'énergie.

- **Politique de vigilance - droits humains**
- **Politique santé-sécurité**
- **Charte Achats**
- **Code de conduite des fournisseurs**
- **Politique de *due diligence***

Objectif
(Extrait)

- Éradication durable des accidents mortels des sous-traitants :

Cible permanente : **0 accident mortel**
Résultat 2024 : **2**

COMMUNAUTÉS AFFECTÉES

ESRS **S3**

1 ENJEU MATÉRIEL

6 IRO

Communautés affectées	3 IMPACTS − 1 IMPACT + 2 RISQUES

PLAN D'ACTIONS

- Mettre en œuvre le plan de vigilance du Groupe : veiller à identifier, prévenir et gérer les impacts négatifs sur les communautés et s'assurer que tout incident relatif aux droits humains soit traité de manière appropriée.
- Évaluer régulièrement les conséquences potentielles des activités du Groupe sur les communautés et veiller à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation.

- **Politique de vigilance - droits humains**
- **Code de conduite éthique**
- **Politique transition juste**

Objectif
(Extrait)

- Activités industrielles ayant un plan sociétal de concertation et de dialogue avec les communautés :

Cible 2030 : **100%**

Résultat 2024 : **53%**

CONSOMMATEURS ET UTILISATEURS FINALS

ESRS **S4**

1 ENJEU MATÉRIEL

5 IRO

Consommateurs et utilisateurs finals	1 IMPACT − 2 IMPACTS + 1 RISQUE 1 OPPORTUNITÉ

PLAN D'ACTIONS

- Contribuer à une transition juste et efficace en continuant à développer des offres vertes (gaz et électricité).
- Continuer à développer des services d'aide au pilotage de la consommation d'énergie.
- Continuer à appliquer la politique de protection des données personnelles des clients du Groupe.

- **Politique de vigilance - droits humains**
- **Politique transition juste**
- **Politique d'engagement avec les parties prenantes**
- **Politique de protection des données à caractère personnel**

Objectif
(Extrait)

- Part des contrats d'électricité verte dans le total des contrats d'électricité (en moyenne sur le périmètre européen)*

Cible 2030 : **90%/95%**

Résultat 2024 : **89,5%**

intervalle cible

* *Cible fixée dans le cadre de la réglementation européenne actuellement en vigueur en matière de définition d'un contrat d'électricité verte*

CONDUITE DES AFFAIRES

ESRS **G1**

3 ENJEUX MATÉRIELS

10 IRO

Éthique et conduite des affaires

1 IMPACT -
1 RISQUE

PLAN D'ACTIONS

→ Poursuivre la mise en œuvre du dispositif éthique et *compliance*.

Achats durables

1 IMPACT -
2 IMPACTS +
1 RISQUE

PLAN D'ACTIONS

→ Achats durables d'énergie
- Mettre en place une diligence raisonnable et une guidance ESG opérationnelle sur les chaînes d'approvisionnement énergétiques complexes ou à hauts risques potentiels.

→ Achats durables hors énergie
- Poursuivre le déploiement de la politique d'achats inclusifs en France.

Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle

2 IMPACTS -
1 IMPACT +
1 RISQUE

PLAN D'ACTIONS

→ Cybersécurité
- Mettre en œuvre un programme pluriannuel de sécurisation des sites industriels.

→ Sécurité industrielle
- Mettre en œuvre des systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue dans les filiales et les entités qui exploitent des actifs industriels.

→ Sûreté nucléaire
- Mettre en œuvre une politique forte de sûreté nucléaire intervenant à tous les stades du processus d'exploitation et de démantèlement des centrales.

→ Sûreté des biens et des personnes
- Mettre en œuvre les mesures de prévention et de protection en fonction de la criticité de la zone d'implantation et ou d'activité.

Éthique et *compliance*
Charte Achats
Politique cybersécurité Groupe

Objectifs
(Extraits)

- Former les personnes les plus exposées au risque de corruption :

Cible 2030 : **>95%**

Résultat 2024 : **83,9%**

- **Achats durables hors énergie**
Part des Top 250 fournisseurs préférentiels alignés ou certifiés SBTi

Cible 2030 : **100%**

Résultat 2024 : **44%**

- **Cybersécurité**
Suivi du score Bitsight pour surveiller le niveau d'exposition au risque cyber et les éventuels incidents

Cible 2030 : **score de 780**

Résultat 2024 : **Score de 780**

3.1.1 Informations générales [ESRS 2]

3.1.1.1 Note méthodologique

3.1.1.1.1 Base générale d'établissement de l'état de durabilité [BP-1]

Bases de préparation [BP-1 5a, b]

Cet état de durabilité est préparé conformément à la directive du 14 décembre 2022 modifiant le Règlement n°537/2014, la directive 2004/109/CE, la directive 2006/43/CE et la directive 2013/34/EU sur l'état de durabilité des entreprises (CSRD). Ces directives ont été transposées en France selon l'ordonnance de transposition n° 2023-1142 du 6 décembre 2023 et ont été supplémentées par le règlement délégué 2023/2772 du 31 juillet 2023. Ce dernier instaure les normes de reporting en matière de durabilité *(European Sustainability Reporting Standards* dits "ESRS") rédigées par l'*European Financial Reporting Advisory Group* (EFRAG). Cet état de durabilité est également préparé conformément à la taxonomie européenne selon l'article 8 du règlement 2020/852.

Cet état de durabilité repose sur une analyse de double matérialité (décrite plus en détail ci-après), permettant d'identifier les sujets Environnementaux, Sociaux ou de Gouvernance (ESG) sur lesquels ENGIE a un impact matériel (positif ou négatif) et ceux ayant un effet majeur sur la performance financière du Groupe (risques ou opportunités).

Ces informations ont été établies dans un contexte de première application caractérisé par des incertitudes sur l'interprétation des textes, le recours à des estimations, l'absence de pratique et de cadre établi ainsi que par un dispositif de contrôle interne évolutif.

Dans ce contexte, quelques points méritent attention :

- le processus d'analyse de double matérialité a été réalisé conformément aux dispositions de la norme. Les mises à jour des exercices à venir seront alimentées des observations des Commissaires aux Comptes et des meilleures pratiques qui vont progressivement émerger ;
- certaines informations quantitatives font appel aux jugements et estimations de la direction du Groupe ENGIE et peuvent comporter des incertitudes en particulier pour les données prévisionnelles sur le long terme comme précisé au point 3.1.1.1.2. Ces éléments d'incertitude, jugements et estimations sont précisés pour les principaux indicateurs concernés au sein du rapport de durabilité ;
- par ailleurs d'autres exigences de publication, en nombre limité, n'ont pas pu être publiées dans le cadre de ce premier exercice car les données ne sont pas disponibles au niveau du Groupe. Les indicateurs quantitatifs concernés sont listés en annexe 3.1.5.2. Le Groupe s'organise pour être en mesure de les publier dans un délai raisonnable ;
- la complexité de la règlementation européenne sur le reporting de durabilité (y compris la taxonomie) et l'absence de jurisprudence établie sur l'interprétation des textes ont conduit le Groupe à préciser ses principes de reporting notamment sur la définition du contrôle opérationnel ;
- enfin l'adaptation du processus de contrôle interne aux nouvelles exigences de la norme est en cours. Les efforts initiés cette année seront poursuivis lors des prochains exercices.

Périmètre de consolidation

Conformément aux normes ESRS, l'état de durabilité applique le même périmètre que les états financiers. Cela signifie que le périmètre de *reporting* ESG des "opérations propres" est conforme au périmètre de consolidation des états financiers couvrant à la fois la société mère et ses filiales (intégration globale à 100%). Les activités conjointes seront également considérées comme des opérations propres d'ENGIE à hauteur de leur quote-part de détention capitalistique.

Les entreprises associées (à savoir celles dans lesquelles ENGIE exerce une influence notable) et les coentreprises (dans lesquelles ENGIE exerce un contrôle conjoint) sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et font partie des segments amont ou aval de la chaîne de valeur (CV) à hauteur de leur taux de détention. Les actifs financiers (prêts, investissements en actions et en dette) sont pris en compte comme des "relations d'affaires" et peuvent donner lieu, si elles sont significatives, à des informations sur la chaîne de valeur.

La base de préparation et de calcul des indicateurs suit les principes ci-dessus, à l'exception de certains indicateurs spécifiques qui nécessitent un champ d'application plus large. Pour ces indicateurs, la méthodologie appliquée est précisée dans les sections relatives aux ESRS concernées.

[BP-1 5c] Il est à noter que lors de ce premier exercice, la chaine de valeur inclut les fournisseurs et les clients directs (rang 1), à l'exception de l'exercice de double matérialité et des exceptions spécifiées dans la section concernée, le cas échéant.

3.1.1.1.2 Publication d'informations relatives à des circonstances particulières [BP-2]

Horizons temporels [BP-2 9a, b]

Pour la préparation de l'état de durabilité, le Groupe applique des horizons temporels cohérents avec ceux utilisés pour l'information financière, et notamment pour le budget et le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration :

- un an, pour le court-terme (budget) ;
- dans les deux années qui suivent, pour le moyen terme, (PAMT);
- au-delà de trois années, pour le long-terme.

À noter que pour les prévisions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) le Groupe met en œuvre un PAMT CO_2 allant au-delà du PAMT financier pour aller jusqu'en 2030, jalon clef des objectifs climatiques du Groupe.

Utilisation d'estimations et du jugement [BP-2 11]

La préparation de certaines informations nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses, notamment lors de la détermination de certains montants monétaires ou de métriques quantitatives. Les sources de ces estimations et leurs niveaux d'incertitude sont fournis dans les rubriques concernées aussi bien pour les hypothèses retenues, les données historiques et les données prévisionnelles. Les estimations significatives, inhérentes à certaines méthodologies de calcul, réalisées par le Groupe, portent principalement sur les émissions de gaz à effet de serre, en particulier sur le scope 3 lié aux achats, les émissions évitées chez les clients par les offres et produits du Groupe, et les émissions de polluants atmosphériques (NOx, SOx et particules fines).

Utilisation des dispositions transitoires des ESRS par ENGIE [ESRS-1 10.4 - Appendice C]

Dans le cadre de la première année de publication, le Groupe a choisi d'adopter les mesures suivantes prévues dans les dispositions transitoires de la norme ESRS 1 :

- **Informations spécifiques de l'entité [ESRS-1 10.1] :** le Groupe reprend les informations spécifiques fournies lors de publications antérieures ;
- **Chaîne de valeur [BP-1 5c] :** le Groupe publiera à l'échéance prévue par la norme, l'ensemble de ses plans quantitatifs et qualitatifs. À date, cet état de durabilité s'appuie, lorsque cela est nécessaire, sur des estimations pour la publication d'informations sur la chaîne de valeur amont ou avale du Groupe comme indiqué précédemment. Ces estimations sont détaillées dans les rubriques concernées avec leur définition, leur mode de calcul, leur niveau de précision et le cas échéant, les moyens envisagés pour leur amélioration ;
- **Informations comparatives [ESRS-1 10.3] :** le Groupe ne présente pas d'information comparative ;
- **Autres dispositions transitoires appliquées à des thèmes spécifiques :** le Groupe fait le choix de systématiquement appliquer les dispositions de publication prévues par la norme ESRS 1 selon l'Appendice C, à l'exception des informations relatives à la norme ESRS S1 "Personnel de l'entreprise", qui seront publiées ce premier exercice :
  - information sur les salariés couverts par une protection sociale (S1-11) ;
  - le nombre moyen d'heures de formation par salarié et par sexe (S1-13) ;
  - nombre de cas de maladies professionnelles comptabilisables pour les salariés (S1-14) ;
  - nombre de jours perdus en raison d'accidents du travail ou de décès dus à des accidents du travail (S1-14).

Changements dans la présentation des informations [BP-2 13]

L'état de durabilité fournit des indicateurs pour la période de reporting et les années de référence si besoin. Dans le cadre de la première application des normes ESRS, le Groupe a intégré certains changements dans la présentation des informations publiées dans la précédente Déclaration de Performance extra-financière. Ces informations sont indiquées dans chacune des rubriques concernées, le cas échéant.

Incorporation d'informations par référence [BP-2 16]

La présente Section incorpore par référence certaines informations figurant dans une table de correspondance. Cette table relie les informations mentionnées dans les sections respectives de cette Section aux sections correspondantes d'une autre Section (voir Section 3.1.5 "Annexes").

Complément sur les informations générales disponibles dans les sections thématiques [Appendice C]

Afin d'améliorer la clarté des informations en matière de durabilité, des compléments d'informations générales relatives à la gouvernance (GOV), stratégie (SBM) et gestion des impacts, risques et opportunités (IRO) sont fournis dans d'autres rubriques thématiques de cette Section. Ces informations sont indiquées dans chacune des rubriques concernées.

Comme exigé par la CSRD l'intégralité de l'état de durabilité à fait l'objet d'une assurance limitée par les Commissaires aux Comptes. En complément, une sélection d'informations environnementales et sociales font l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux Comptes. Ils se repèrent au fil de l'état de durabilité par le pictogramme □□. La définition de ces indicateurs est disponible sur demande auprès du Groupe.

3.1.1.2 Stratégie – Modèle d'affaires – Chaîne de valeur [SBM-1]

3.1.1.2.1 Le modèle d'affaires

[SBM-1 38, 39a, 40ai, aii, aiii, b, e, f, 42]

UN MODÈLE D'AFFAIRES AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Ressources

Capital Financier

CHAP 6

- Capitaux propres
- Dette nette financière

Capital industriel

CHAP 6

- CAPEX de croissance
- CAPEX de maintenance
- Centrales de production d'électricité et de biogaz
- Infrastructures de distribution et de transport de gaz
- Infrastructures de transport d'électricité
- Réseaux DHC

Capital intellectuel

CHAP 1

- Laboratoires et programmes de recherche
- Fonds d'investissement dans les start-up

Capital humain et sociétal

CHAP 3 ESRS-S1 à S2

- Salariés et sous-traitants
- Compétences et talents

Capital naturel

CHAP 3 ESRS-E2 à E5

- Gaz
- Eau
- Biomasse

Ways of working

- *Focus on business*
- *Prioritise*
- *Commit to deliver*
- *Collaborate*
- *Engage*

* *Organisation en place depuis le 1er février 2025*

Objectif

Être la meilleure *utility* de la transition énergétique d'ici 2030

Un grand défi

Fournir aux clients qui le demandent de l'électricité décarbonée 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7

Des ambitions 2030

95 GW de capacités de production renouvelables et de stockage en 2030

20 TWh de production locale d'énergie verte en 2030

10 TWh de production de biométhane en 2030

4 GW de production d'hydrogène en 2035

50 TWh de capacité de biométhane connectée aux réseaux français en 2030

10 000 km de réseau de transport d'électricité en 2030

300 TWh de ventes d'électricité en 2030 (B2B et B2C)

Un modèle intégré*

RENEWABLE & FLEX POWER

Augmenter la capacité en énergies renouvelables et apporter plus de flexibilité au système énergétique

SUPPLY & ENERGY MANAGEMENT

Optimiser l'exploitation des actifs du Groupe et de fournir à tous les clients de l'énergie de manière fiable et durable



LOCAL ENERGY INFRASTRUCTURES

Assurer la décarbonation des industries et des villes

NETWORKS

Accélérer le développement dans les réseaux électriques et continuer à adapter les infrastructures gazières aux molécules vertes

Basé sur 4 activités complémentaires

Production	Flexibilité	Infrastructures centralisées et locales	Fournitures

Une raison d'être

"Agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée."

Création de valeur

Personnes

CHAP 3 ESRS-S1

	Objectifs 2030
• Femmes dans le management	40-60%
• Écart salarial H/F	<2%
• Taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants	≤1,5

Planète

CHAP 2 ESRS-E1

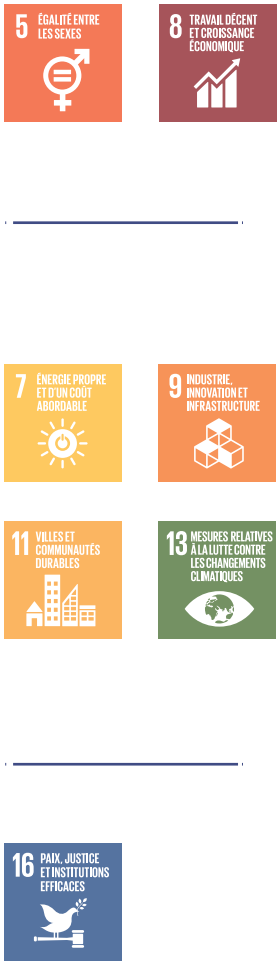
Décarbonation des activités	Objectifs 2030
• Émissions de GES pour la production d'énergie (Scopes 1 & 3)	26-36 Mt CO_2 éq.
• Capacités de production renouvelables	58%
Décarbonation des clients	
• Émissions évitées chez les clients par les produits et services d'ENGIE	65-85 Mt CO_2 éq.
Décarbonation des fournisseurs	
• Top 250 fournisseurs (hors énergie) certifiés ou alignés SBT	100%

Profit

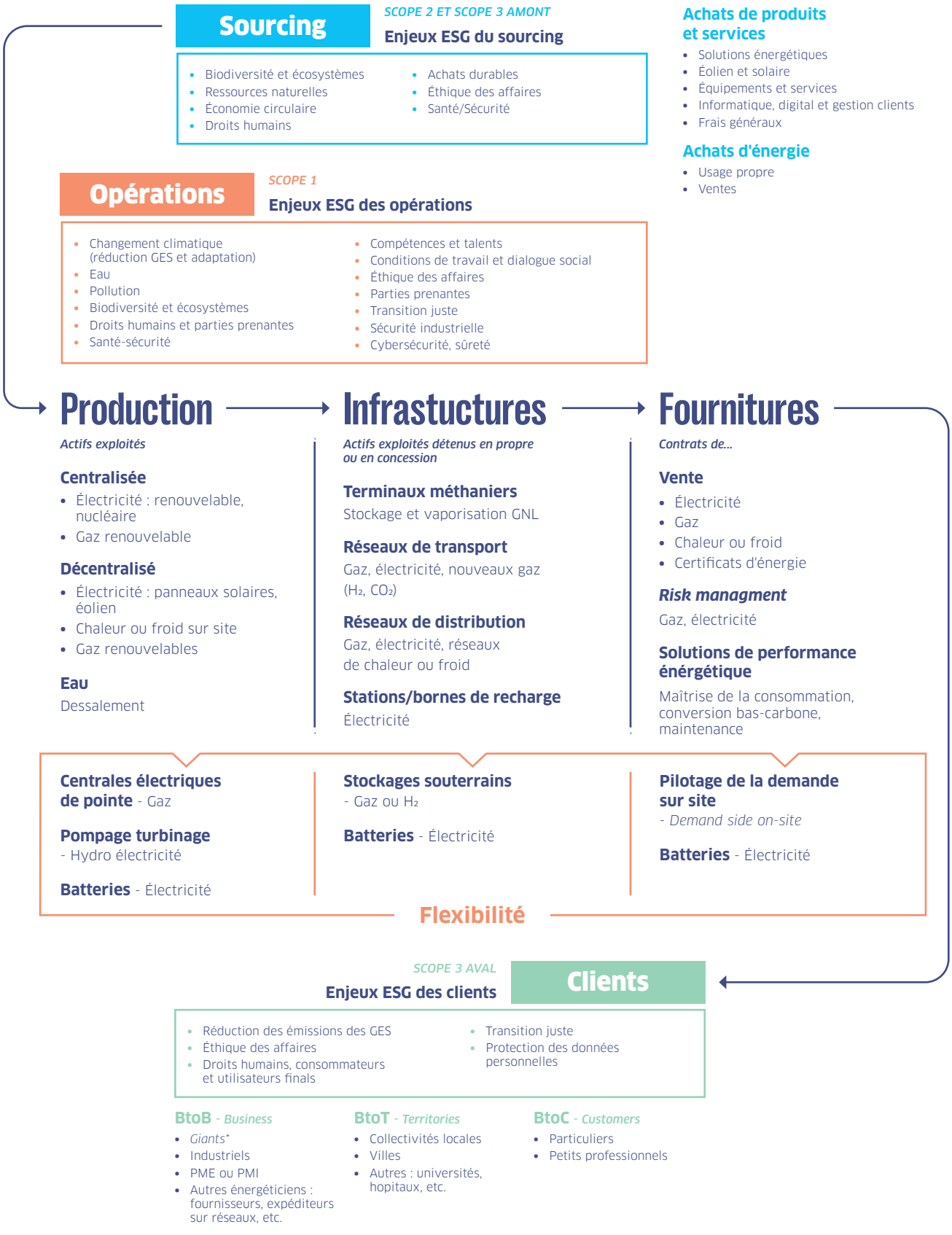
CHAP 6

	Objectifs 2025 - 2027
• EBIT	8-10 Mds€
• Résultat Net Récurrent part du Groupe	4,2-5 Mds€

Contribution



3.1.1.2.2 La chaîne de valeur [SBM-1 38, 39, 40 ai, aii, aiii, b, e, f, 42]



* *Le segment des Giants comprend des consommateurs d'énergie complexes et importants qui nécessitent une attention particulière pour gérer les risques énergétiques.*

Les informations sur la stratégie du Groupe sont détaillées en Section 1.2. Les schémas ci-dessus décrivent respectivement la chaîne de valeur du Groupe et son modèle d'affaires en tenant compte des évolutions d'organisation au 1er février 2025 détaillées en Section 1.1.3.

Les informations ci-dessous tiennent compte de l'organisation en vigueur en 2024, constituée de quatre *Global Business Units* (GBU) et de deux entités opérationnelles.

La GBU Renouvelables développe, construit, finance, exploite et maintient des actifs de production d'électricité renouvelable. Elle se concentre principalement sur cinq technologies : l'hydroélectricité ; le solaire photovoltaïque ; l'éolien terrestre ; l'éolien en mer, et le stockage par batteries associé à un actif renouvelable. Elle opère dans quatre zones géographiques : l'Europe, l'Amérique du Nord, l'Amérique du Sud, la région AMEA (Asie, Moyen-Orient et Afrique).

La majorité des investissements futurs de la GBU Renouvelables sera concentrée sur les cinq marchés prioritaires historiques de la GBU, à savoir les États-Unis, la France, le Brésil, le Chili et l'éolien en mer, avec une ambition croissante dans la région AMEA, particulièrement en Inde.

La chaîne d'approvisionnement de la GBU Renouvelables est constituée de fournisseurs et d'installateurs d'équipements de production d'énergies renouvelables.

Les principaux clients de la GBU sont les collectivités, les industries, les entreprises et les particuliers propriétaires de terrains où sont implantées des installations.

La GBU Infrastructures est en charge du développement, de l'exploitation et de la maintenance des infrastructures gaz (réseaux de distribution et de transport, stockage et terminaux GNL) et des réseaux électriques, ainsi que de la production de biométhane, en France comme à l'international.

Les quatre terminaux méthaniers sont situés en France et au Chili. Les sites de stockage sont répartis en France, en Allemagne, en Roumanie et au Royaume Uni. Le transport est assuré en France, au Brésil et au Mexique. La distribution jusqu'aux clients particuliers est assurée en Europe et au Mexique.

La stratégie de la GBU Infrastructures consiste à mener les actions et projets nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France, à maximiser la valeur des infrastructures ; à rééquilibrer le portefeuille vers l'international et l'électricité ; à promouvoir la production de biométhane et plus largement de gaz bas carbone, en France et dans un certain nombre de pays ciblés à l'international ; ainsi qu'à opérer la conversion d'actifs à l'hydrogène.

La GBU Infrastructures se fournit auprès de grands industriels fabriquant et installant des tuyaux, des stations de compression, de traitement et de comptage du gaz, des installations de production et d'injection de biogaz et des pylônes et réseaux électriques.

Les clients de la GBU Infrastructures sont les expéditeurs qui font acheminer leur énergie gaz ou électricité et les consommateurs finals qui se raccordent sur les réseaux de distribution ou de transport.

La GBU *Energy Solutions* accompagne les clients villes, collectivités, industries et tertiaires, dans leur trajectoire de décarbonation. Les solutions qu'elle propose sont réparties en trois catégories : les réseaux locaux d'énergie, la production d'énergie sur site et les services de gestion et de performance énergétique. Les réseaux locaux d'énergie permettent de produire et délivrer une énergie finale (chaleur, vapeur, froid, électricité) à un grand nombre d'utilisateurs en optimisant l'usage des énergies vertueuses disponibles sur le territoire (biomasse, géothermie, solaire thermique, etc.), tout en développant des technologies de haute efficacité énergétique.

La production d'énergie sur site repose sur des infrastructures permettant de produire à l'échelle d'un site (industriel ou tertiaire) et via des utilités bas carbone, l'énergie finale nécessaire à son fonctionnement (chaleur, froid, électricité, vapeur, air comprimé, etc.). La GBU développe, modernise et exploite ces infrastructures.

Elle propose à ses clients collectivités, industriels, tertiaires ou habitats collectifs des contrats comportant des engagements de réduction de la consommation énergétique de leurs bâtiments et des émissions de CO_2 associées. La GBU propose par ailleurs : une offre de conseil en décarbonation, une gamme de services opérationnels avec l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution de chaleur et de froid dans les bâtiments.

La GBU opère dans quatre zones géographiques : France, Europe, Asie & Moyen-Orient, Amériques.

La stratégie de la GBU est d'accompagner ses clients tertiaires et industriels dans leur décarbonation et la maîtrise de leur consommation.

La GBU s'approvisionne auprès de groupes industriels fabriquant ou installant des équipements de réseaux d'énergie ou fournissant des prestations digitales.

Ses principaux clients sont les collectivités territoriales, les industriels, le tertiaire et les habitats collectifs.

La GBU *FlexGen & Retail* regroupe d'une part, les activités de production thermique (production d'électricité essentiellement à partir de gaz), de stockage d'énergie par pompage-turbinage et batteries ; de dessalement d'eau de mer et de production d'hydrogène bas carbone ; et d'autre part, la fourniture d'énergie *BtoC* (ventes d'électricité et de gaz, services énergétiques, accès à l'énergie).

La GBU *FlexGen & Retail* opère en Europe, en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Afrique, Moyen-Orient et Asie. Son activité de vente aux particuliers (*Retail* ou *BtoC*) se concentre sur six pays : la France, la Belgique, l'Italie, la Roumanie, les Pays-Bas et l'Australie.

La stratégie de la GBU vise à fiabiliser la production d'énergie dans un monde bas carbone grâce aux outils de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité) et de flexibilité avale (effacement ou déplacement de la consommation des clients *BtoC*).

Les fournisseurs de la GBU sont des fournisseurs d'énergie pour la production et la vente d'énergie aux particuliers et des fournisseurs d'équipements thermiques pour la construction et la maintenance de ses installations.

Les clients de la GBU sont des acheteurs d'énergie produite et des consommateurs finals d'énergie.

L'entité opérationnelle Nucléaire est dédiée à la gestion opérationnelle des sept réacteurs nucléaires en Belgique, ainsi que des droits détenus dans deux centrales d'EDF en France. Le cadre juridique initial prévoyait la sortie progressive de l'exploitation des centrales nucléaires en Belgique entre 2022 et 2025. Par décision du 18 mars 2022, le Gouvernement belge a décidé de prendre les mesures nécessaires en vue de prolonger de dix ans la durée de vie des deux réacteurs Doel 4 et Tihange 3 jusqu'en 2035. Les cinq autres sont soit déjà arrêtés (Doel 3 en 2022 et Tihange 2 en 2023) ou le seront en 2025 (Doel 1 et 2, Tihange 1).

Cette activité s'approvisionne en uranium principalement auprès d'un acteur majeur du secteur et auprès de groupes industriels en équipements nucléaires.

Cette activité fournit de l'électricité auprès des clients d'Electrabel et sur le marché de gros de l'électricité.

Autres activités dont GEMS :

L'activité *Global Energy Management & Sales (GEMS)* a deux principales missions :

- la gestion des actifs du Groupe ;
- les ventes et la gestion des risques ;

GEMS intervient dans le monde entier.

GEMS se fournit en énergie sur les plateformes boursières d'énergie et auprès de quelques fournisseurs historiques de gaz notamment en Norvège, en Algérie, au Moyen-Orient et aux États-Unis.

Ses principaux clients sont :

- les autres entités du Groupe ;
- les consommateurs d'énergie (industries et entreprises) ;
- les distributeurs et revendeurs du secteur de l'énergie ; et
- les sociétés de trading et fonds d'investissements.

Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	Asie, Moyen Orient & Afrique	Autres	Total 2024
Renouvelables	2 513	184	2 294	255	219	1	5 467
Infrastructures	5 719	744	768	-	-	-	7 231
Energy Solutions	5 449	3 063	34	650	444	214	9 853
FlexGen	394	1 750	1 741	70	982		4 937
Retail	8 271	4 902	-	-	747	150	14 070
Nucléaire	-	68	-	-	-	-	68
GEMS	-	-	-	-	-	31 377	31 377
Autres activités	-	-	4	-	-	806	810

NB : Les valeurs figurant dans le tableau sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

[SBM-1 40d] Le chiffre d'affaires des activités liées au charbon et gaz naturel, (hors activités liées au négoce d'énergie, et aux activités financières) s'élève à 0,6 milliard d'euros et 16,6 milliards d'euros, respectivement en 2024. La part du chiffre d'affaires issue des produits ou services à partir de combustibles fossiles gazeux associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie s'élève à 100 millions d'euros.

Effectifs	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	Asie, Moyen Orient & Afrique	2024
Renouvelables	2 968	558	1 266	343	315	5 450
Infrastructures	17 065	3 207	1 798	4		22 074
Energy Solutions	14 399	11 008	502	1 892	7 553	35 354
FlexGen & Retail	6 900	4 323	769	103	2 958	15 053
Nucléaire		2 096				2 096
GEMS	1 563	1 505	26	476	195	3 765
Autres activités	3 615	6 289	2 011	474	1 787	14 176

3.1.1.2.3 Implication des parties prenantes [SBM-2]

[SBM-2 43] ENGIE a fait du dialogue avec les parties prenantes un élément clef de la conduite de ses activités. Ce dialogue nourrit la politique d'engagement avec les parties prenantes du Groupe et s'appuie sur une démarche structurée, éprouvée sur le terrain et bénéficiant du retour des expériences passées.

[SBM-2 45a] Le Groupe a identifié huit catégories de parties prenantes et adapte son dialogue à leurs spécificités.

Parties prenantes	Modalités de coopération et d'organisation du dialogue	Finalités des échanges
[SBM-2 45 a i]	**[SBM-2 45 a ii, iii]**	**[SBM-2 45 a iv, v]**
1) CLIENTS		
Clients particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales	• Études marketing, panel de consommateurs • Réponses à des consultations de clients • Études de satisfaction • Espace de médiation (médiateurs ENGIE et de l'énergie)	• Connaître les besoins des clients • Coconstruire des offres • Satisfaire les clients (Indice de satisfaction (*NPS*)) • Résoudre le maximum de plaintes
2) FOURNISSEURS		
Fournisseurs clés, stratégiques, préférentiels, majeurs et autres	• Consultations via appels d'offres • Échange sur la performance ESG via la notation ECOVADIS et l'audit de certains fournisseurs • *Business review* par fournisseur • Forum achat (*Supplier Days*)	• Choisir les meilleurs fournisseurs selon des approches multicritères • Sélectionner et encourager les fournisseurs les plus durables • Prévenir les risques (pénurie, monopole, fragilité économique, travail forcé…) • Établir un plan de vigilance
3) SALARIÉS		
Salariés du Groupe et leurs représentants : Instances représentatives du personnel de niveau local, national ou européen	• Comité d'Entreprise Européen (CEE), Comité de Groupe France, Instances représentatives locales • Forum mondial • Enquête d'engagement *ENGIE & ME* • Concours interne d'innovation (*One ENGIE Awards)* • Rencontres thématiques avec le management (visite managériale de sécurité, conférences métiers…)	• Conduire un dialogue social de qualité • Signer des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux • Suivre la bonne mise en œuvre des accords • Renforcer l'engagement des salariés • Renforcer l'actionnariat salarié avec un Plan d'actionnariat salarié *Link*
4) TERRITOIRES		
Territoires : Autorités, régulateurs et instances locales, nationales, européennes et internationales	• Réponses à des consultations • Participation à des groupes de travail et *think tanks*	• Partager les convictions du Groupe • Pratiquer un *lobbying* responsable et transparent • Lancer des partenariats avec des autorités territoriales
5) PARTENAIRES INDUSTRIELS		
Partenaires industriels : Grands groupes, PME, *start-up*	• Appels à projets • Accompagnement d'acteurs innovants via le fonds d'investissement *ENGIE New Ventures*	• Construire des projets avec des partenaires innovants et responsables • Mettre en œuvre les projets dans le respect des délais et des coûts et mener des retours d'expérience

Parties prenantes	Modalités de coopération et d'organisation du dialogue	Finalités des échanges
[SBM-2 45 a i]	[SBM-2 45 a ii, iii]	[SBM-2 45 a iv, v]
6) PARTENAIRES FINANCIERS		
Banques, assurances, investisseurs, analystes financiers et agences de notation	• Organisation de *roadshows* ou de rencontres investisseurs (*Capital Market Day, Investor Days*) • Réponses aux questionnaires d'évaluation des agences de notation	• Financer et investir dans des projets avec des partenaires solides et responsables • Satisfaire les exigences de performance financière et extra-financière attendues par le marché
7) ACTIONNAIRES		
Actionnaires institutionnels et individuels	• Rencontres actionnaires institutionnels (*roadshows* gouvernance) • Rencontres actionnaires individuels (visite de sites, rencontres métiers, etc.) • Assemblée Générale annuelle des actionnaires • Club des actionnaires individuels (visite de sites, rencontres métier)	• Fidéliser les actionnaires et satisfaire leurs exigences de rentabilité et de performance • Partager la raison d'être du Groupe, sa stratégie, son exécution et ses résultats • Présenter et échanger sur les résolutions de l'Assemblée Générale
8) SOCIÉTÉ CIVILE		
ONG, associations, riverains, communautés, populations autochtones, organisations professionnelles, monde académique	• Réunions d'information grand public • Consultations et rencontres notamment vis-à-vis des populations autochtones • Comité des Parties Prenantes • Forum Dialogue et transition • Conseil scientifique	• Ancrer durablement les projets et les activités d'ENGIE (*licence to operate*) • Répondre aux alertes et aux craintes de la société civile (controverses) • Respecter les droits et usages des communautés affectées et des populations autochtones potentiellement impactées par les activités du Groupe • Monter des partenariats avec le monde académique (chaires, thèses…) • Engager le Groupe dans des initiatives internationales en lien avec sa raison d'être

Le dialogue au niveau opérationnel avec les parties prenantes d'ENGIE s'appuie sur plusieurs dispositifs :

- un objectif Groupe, à savoir que 100% de ses activités y compris les projets et les sites en fermeture, seront couverts d'ici 2030 par un plan sociétal en concertation avec les parties prenantes concernées ;
- une auto-évaluation annuelle par les entités opérationnelles, de leur niveau de dialogue avec les parties prenantes en s'appuyant sur un référentiel du Groupe basé sur la norme AA1000 *Stakeholder Engagement Standard* – relative à la gestion des parties prenantes permettant une approche standardisée au sein du Groupe ;
- une boîte à outils mise à disposition des entités qui structure en six étapes le processus de dialogue avec les parties prenantes : analyse du contexte, cartographie des parties prenantes, identification de leurs enjeux, élaboration d'un plan d'actions, suivi et évaluation de son impact ;
- un programme de formation interne réalisé par ENGIE *University* avec pour cible prioritaire les chefs de projet ou *business developers*.

[SBM-2 45b] En fin d'année 2023, la démarche de double matérialité a contribué à recueillir les intérêts et points de vue des principales parties prenantes sur les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance, liés aux activités du Groupe. Ces consultations ont abouti à une convergence globale de points de vue sur la priorisation des enjeux environnementaux et sociaux avec la priorisation issue du travail de chiffrage des impacts socio-environnementaux.

[SBM-2 45d] Les rencontres des différents niveaux de l'organisation du Groupe (local, régional, national, Groupe) avec ses parties prenantes permettent une information en continu du management et des organes de gouvernance. Les principales controverses font notamment l'objet d'un *reporting* régulier au Comité Exécutif (Comex) et à chaque séance du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD), en amont de la séance du Conseil d'Administration. Le Comité des Parties Prenantes qui réunit chaque année plusieurs membres de la Société civile autour de choix et de projets stratégiques du Groupe a fait l'objet d'un échange le 19 décembre 2024 en vue de sa réunion du 27 janvier 2025 en présence du Président du Conseil d'Administration et de la Directrice Générale. Il a permis de partager les résultats de l'analyse de double matérialité et de recueillir les observations des participants afin d'en tenir compte, dans la mesure du possible, lors du prochain exercice d'analyse de double matérialité.

ENGIE tient compte au maximum du point de vue des parties prenantes impactées dans la conduite de ses projets, en veillant à ne pas remettre en cause leur équilibre économique. Par exemple, lors de la prolongation de parcs éoliens arrivés en fin de vie, le renouvellement ou *repowering* des éoliennes évite toute augmentation de l'emprise au sol qui est un paramètre sensible sur les territoires. Lors de l'étude du renforcement de la stratégie climatique du Groupe, la demande par certains investisseurs d'un strict respect d'une trajectoire 1,5 °C a été étudiée de façon approfondie sans toutefois emporter la décision du Groupe qui en a expliqué publiquement les raisons dans son cahier climat 2024 (https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-05/Engie%20RI_Version%20FR_2105.pdf), reprises en Section 3.1.2.1 "Changement climatique".

3.1.1.2.4 Les objectifs de durabilité et leur évaluation au regard du modèle d'affaires et des parties prenantes [SBM-1 40 e,f]

Le tableau ci-après décrit les objectifs ESG 2030 du Groupe et détaille les activités, les zones géographiques et les parties prenantes qu'ils concernent. Les résultats 2024 sont présentés en Section 1.5.2.

		Gouvernance & norme	
Objectifs	**Cibles 2030**	**revu par**	**ESRS**
Émissions totales de GES, scopes 1, 2 (*location-based*) et 3 *(en Mt CO2 éq.)* (1)	120/140	CEEDD	E1
Accompagnement des clients : émissions de GES évitées par des offres et services d'ENGIE *(en Mt CO_2 éq.)*	65/85	CEEDD	E1
Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 *(en Mt CO_2 éq.)* □□	26/36	CEEDD	E1
Émissions de GES liées aux ventes de commodités (énergies et combustibles), scopes 3.3.D et 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	63/83	CEEDD	E1
dont émissions de GES liées aux ventes de combustibles, scope 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	36/46	CEEDD	E1
Émissions de méthane des infrastructures gaz, scope 1 *(en Mt CO_2 éq.)*	-50% vs 2017	CEEDD	E1
Part des capacités d'énergie renouvelable dans la production d'électricité (@100% et hors stockage d'énergie) □□	58%/66%	CEEDD	E1
Part des top 250 fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés SBT	100%	CEEDD	E1
Neutralisation des émissions liées aux pratiques de travail *(en Mt CO_2 éq.)*	0	COMEX	E1
Taux de réduction des émissions de NOx vs 2017	-75%	COMEX	E2
Taux de réduction des émissions de SOx vs 2017	-98%	COMEX	E2
Taux de réduction des émissions de particules totales vs 2017	-60%	COMEX	E2
Consommation d'eau douce par énergie produite *(m^3/MWh)*	0,1	CEEDD	E3
Taux de mise en place d'une gestion écologique des sites - notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques - pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe	100%	CEEDD	E4
Taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants par million d'heures travaillées	1,5	CEEDD	S1
Taux de mortalité par million d'heures travaillées chaque année	0	CEEDD	S1
Taux de femmes cadres □□	40%/60%	CEEDD	S1
Équité salariale femmes/hommes	<2%	CEEDD	S1
Part des apprentis dans les effectifs en CDI et en CDD en France hors entités régulées GRDF et GRTgaz	>10%	CEEDD	S1
Taux d'effectif formé chaque année	100%	CEEDD	S1
Indice d'achats responsables (hors achats d'énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	100	CEEDD	S2
Taux d'activité avec un plan environnemental établi en concertation avec les parties prenantes	100%	CEEDD	S3
Taux d'activité avec un plan sociétal pour la concertation avec les parties prenantes	100%	COMEX	S3
Taux de formation du personnel le plus exposé au risque de corruption	>95%	CEEDD	G1

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

(1) *Émissions de GES de scope 1 et de scope 2 vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

Activités concernées							Zones géographiques				Parties prenantes concernées							
											Clients			Autres parties prenantes				
Renouvelables	Infrastructures	*Energy Solutions*	*FlexGen*	*Retail*	GEMS	Nucléaire	Amérique du Nord	Amérique du Sud	Europe	Asie, Moyen-Orient, Afrique	B2B & partenaires industriels	B2T	B2C	Fournisseurs & sous-traitants	Salariés	Territoires	Partenaires financiers & actionnaires	Société civile
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
•	•	•		•	•		•	•	•	•	•	•		•	•	•		•
		•	•				•	•	•	•	•	•		•	•	•	•	•
•	•	•	•	•	•		•	•	•		•	•	•		•	•	•	•
	•	•		•	•			•	•		•	•	•		•	•	•	•
	•							•	•						•	•		•
•		•	•			•	•	•	•	•	•	•		•	•	•	•	•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•		•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•	•		•
•	•	•	•				•	•	•	•				•	•	•		•
	•	•	•				•	•	•	•				•	•	•		•
	•	•	•				•	•	•	•				•	•	•		•
	•		•			•		•	•	•					•	•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•	•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•	•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•	•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•			
•	•	•	•	•	•				•						•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•				
•	•	•	•		•	•	•	•	•	•				•	•	•	•	•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•		•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•			

3.1.1.3 Gouvernance de la responsabilité ESG

3.1.1.3.1 Rôle et responsabilités des instances de gouvernance [GOV-1]

Rôle et responsabilité du Conseil d'Administration sur les questions de durabilité

[GOV-1 20 ; GOV-1 21 (a, b, c, d, e)] L'organisation et le fonctionnement de la gouvernance du Groupe sont détaillés en Section 4.1. De manière plus précise :

- les Sections 4.1.1 et 4.1.1.7 renvoient à la composition et la diversité du Conseil d'Administration ;
- la Section 4.1.2 renvoie aux rôles et responsabilité du Conseil d'Administration ;
- la Section 4.1.1.7 renvoie aux expertises et aux compétences du Conseil d'Administration ;
- la Section 4.1.3 renvoie à la Direction Générale.

[GOV-1 20b] [GOV-1 22a] Les travaux du Conseil d'Administration ont été préparés par les comités en fonction des expertises qui leurs sont propres :

- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) a revu, d'une part, les Impacts, Risques et Opportunités (IRO), leur influence sur le modèle d'affaires et sur la stratégie et, d'autre part, les politiques, les plans d'actions et les objectifs associés ;
- le Comité d'Audit assure le suivi de tous les indicateurs clés de performance financière et de durabilité (KPIs) et plus généralement du processus d'élaboration des informations de durabilité ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) a revu la définition et le suivi des mesures de rémunération incitatives du management liées à la performance ESG du Groupe.

[GOV-1 20c, GOV-1 23a] L'expertise et les compétences des organes de gouvernance en ce qui concerne les enjeux de durabilité sont présentées en Section 4.1.1.7 dans le tableau intitulé “Compétences individuelles clefs des Administrateurs”. La formation des Administrateurs est traitée dans les Sections 4.1.1.9 et 4.1.2.3.

Rôle et responsabilités de la Direction Générale

[GOV-1 20] La Direction Générale est présentée en Section 4.1.3

[GOV-1 22a, b, ci, cii, ciii, d] La plupart des membres du Comité Exécutif (Comex) sont référents d'un ou de plusieurs enjeux liés aux IRO matériels comme illustré dans la démarche de double matérialité en **[IRO-1 53d].** Ces référents valident les objectifs et suivent l'avancement des plans d'actions associés à ces IRO matériels avant toute présentation au CEEDD, puis au Conseil d'Administration.

En 2024, la supervision du processus de production et de contrôle de la qualité de l'information de durabilité a été assurée par le Comité opérationnel de pilotage CSRD (*Steerco* CSRD) sous la responsabilité conjointe de la Direction Financière et de la Direction ESG. La feuille de route d'adaptation du dispositif de contrôle interne lié à l'information de durabilité est en cours de développement (voir Section 3.1.1.5.2 "Contrôle interne de l'état de durabilité").

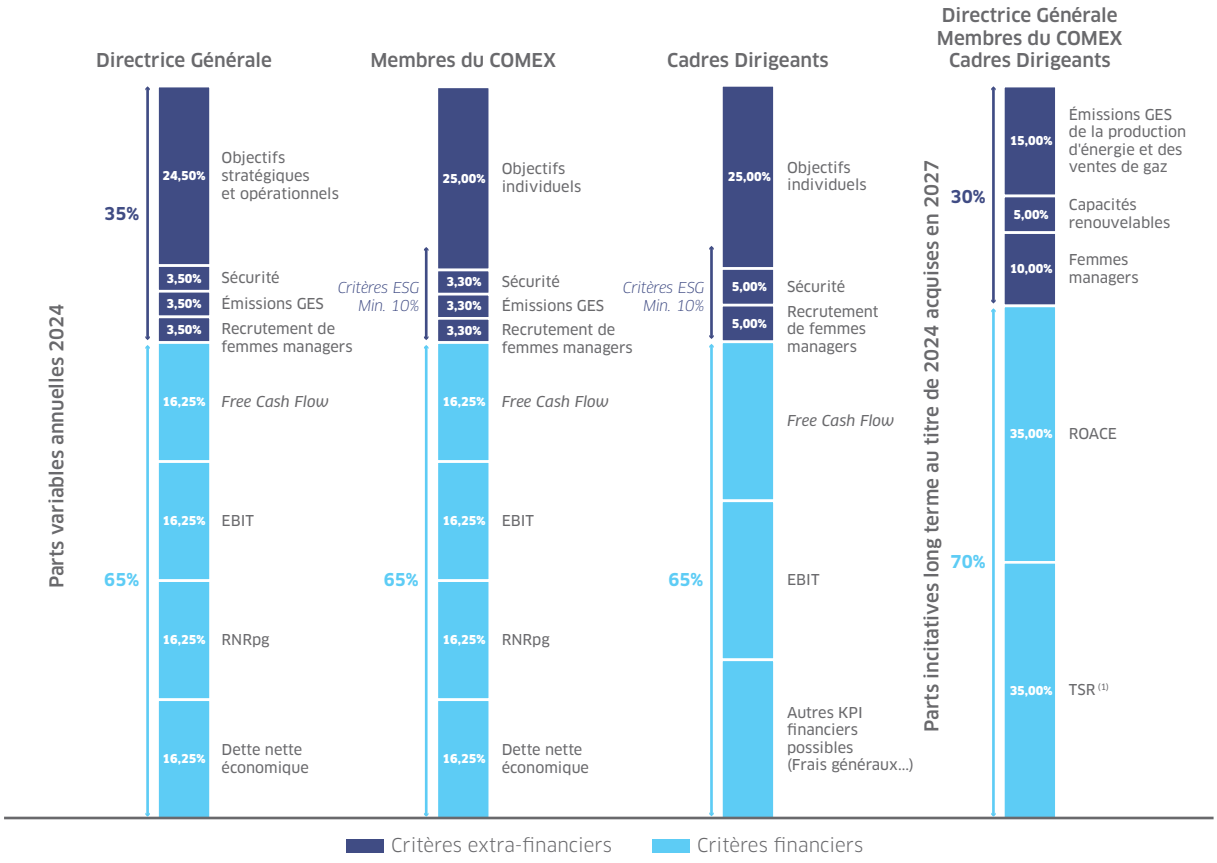
[GOV-1 23] En 2024, des sessions dédiées (*Deep-dive*) sur la Directive CSRD et les sujets de durabilité ont été organisées à destination des membres du Comex.

3.1.1.3.2 Incitation des organes de direction [GOV-3]

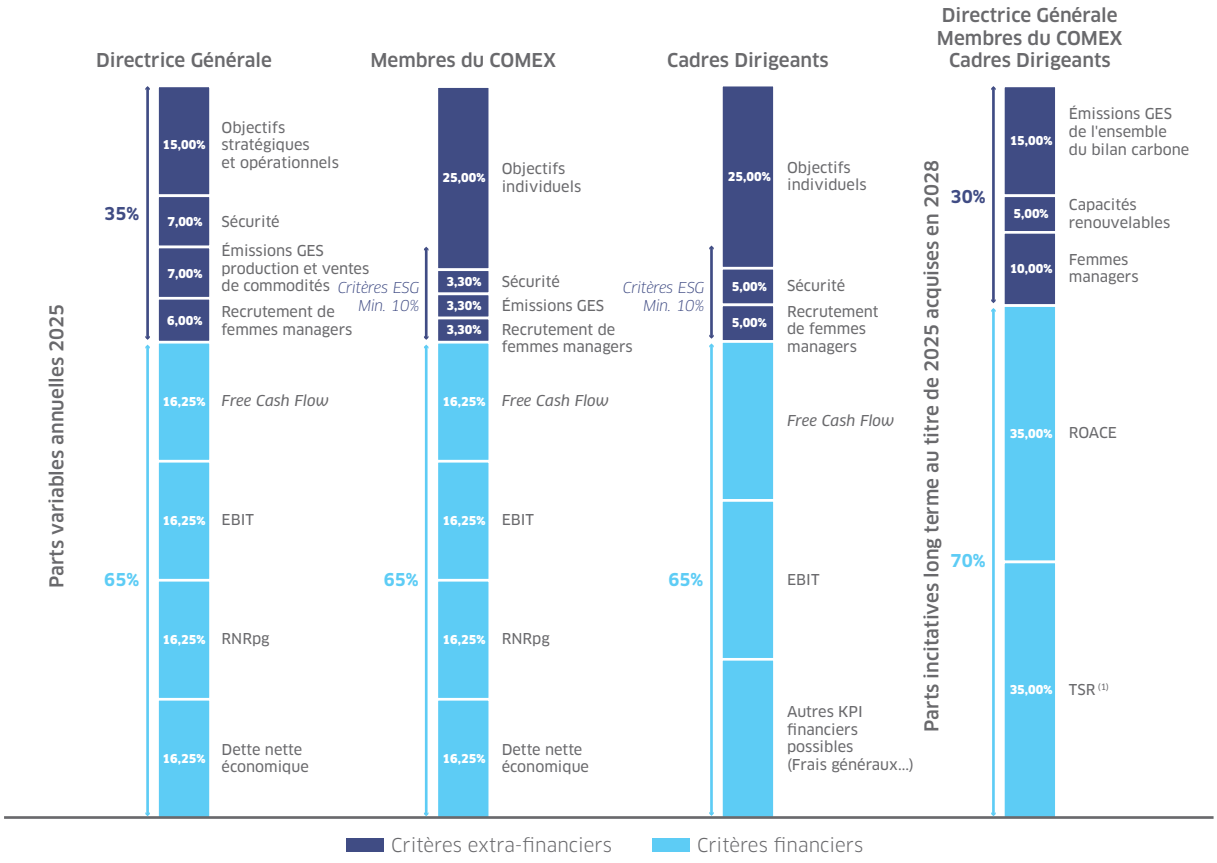
[GOV-3 29 a, e] La présentation des mécanismes d'incitation, leur modalité d'approbation et d'actualisation sont détaillées en Section 4.2.

[GOV-3 29 b, c] Le graphique suivant synthétise la part des critères retenus en cible pour l'année 2024 et ceux proposés pour l'année 2025. Les critères extra-financiers incluent des critères ESG. Les objectifs individuels ne sont pas nécessairement de nature extra-financière (ex. objectifs *Business*). Ils sont définis selon les prérogatives de chaque membre du Comex ou autre cadre dirigeant. Les évolutions portent sur les points suivants :

RÉMUNÉRATIONS VARIABLES ANNUELLES ET INCITATIVES LONG TERME AU TITRE DE 2024



PROPOSITIONS DE RÉMUNÉRATIONS VARIABLES ANNUELLES ET INCITATIVES LONG TERME AU TITRE DE 2025



(1) Comparé à l'indice Eurostoxx, Utilities

[GOV-3 29d] La proportion-cible de la rémunération variable dépendant d'objectifs en matière extra-financière est de 35% pour la Directrice Générale, pour les autres membres du Comex et les autres cadres dirigeants.

La proportion-cible de la rémunération incitative long-terme dépendant d'objectifs en matière extra-financière est de 30% pour la Directrice Générale, les autres membres du Comex et les autres cadres dirigeants.

3.1.1.3.3 Implication des instances de gouvernance [GOV-2]

[GOV-2 24, 25, 26a, b, c] La manière dont les organes de gouvernance sont informés des enjeux de durabilité et la manière dont ils ont été traités au cours de l'année 2024 est présentée en Section 4.1.2.4 dans les tableaux récapitulant "les principales missions et activités en 2024" de chaque Comité.

3.1.1.3.4 Déclaration sur la vigilance raisonnable [GOV-4]

Conformément à la loi française n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, ENGIE publie un plan de vigilance (voir Section 3.2). Ce plan regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE pour identifier et prévenir les risques d'impacts négatifs sur les personnes et l'environnement liés à ses activités et à celles de ses sociétés contrôlées, ainsi qu'aux activités de ses sous-traitants ou fournisseurs avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie. Les informations portant sur le processus de vigilance raisonnable présentes dans l'état de durabilité sont détaillées dans la table de correspondance en annexe 3.1.5.4.

3.1.1.4 Processus de double matérialité

3.1.1.4.1 Description de la méthodologie [IRO-1]

[IRO-1 51, 52] Le Groupe a mené entre fin 2023 et mi-2024 une analyse de double matérialité de ses enjeux ESG et des Impacts, Risques et Opportunités (IRO) associés. Cette analyse, réalisée pour la première fois selon les normes ESRS a permis de compléter et d'approfondir l'analyse de matérialité utilisée par le Groupe dans le passé. Ce premier exercice de double matérialité selon le référentiel des ESRS sera mis à jour en cas d'évènement majeur susceptible d'impacter les résultats de l'analyse de double matérialité.

La norme ESRS-1 demande de conduire deux analyses en parallèle : d'un côté, celle des impacts positifs ou négatifs, réels ou potentiels, à court, moyen ou long-terme, de l'activité de l'entreprise sur l'environnement ou la société : soit la **matérialité d'impact** ; et de l'autre, celle de leurs effets, risques ou opportunités, réels ou potentiels, à court, moyen ou long-terme, sur la performance financière de l'entreprise : soit la **matérialité financière**. Ces deux matérialités d'impact et financière étant généralement interdépendantes, les liens entre ces deux dimensions sont pris en compte.

PRÉSENTATION DE LA DOUBLE MATÉRIALITÉ



Les travaux réalisés pour l'analyse de double matérialité se sont appuyés sur :

- l'expertise du Groupe en matière d'évaluation des enjeux ESG et de leurs impacts ;
- l'expertise d'un cabinet de conseil externe pour assurer la robustesse de la méthodologie déployée ;
- la mobilisation de ses parties prenantes internes et externes qui ont été consultées comme détaillé ci-après.

Détermination des IRO et de leur matérialité [IRO-1 53a, b]

La détermination des IRO matériels d'ENGIE s'est faite en trois étapes :

1) l'identification des principaux thèmes ou enjeux ESG pour ENGIE ;
2) l'identification des IRO potentiellement matériels liés à ces enjeux ;
3) l'évaluation de la matérialité des IRO et la sélection des IRO matériels.

Ces étapes sont détaillées ci-après.

Étape 1 – Identification des principaux enjeux de durabilité pour ENGIE

Le travail d'identification des principaux enjeux pour ENGIE, dont les conclusions ont été validées par le Comex, s'est appuyé sur la précédente analyse de matérialité du Groupe, sur l'analyse des normes thématiques ESRS – notamment la liste des thèmes et enjeux couverts par ESRS thématique, incluse dans l'annexe AR16 de la norme ESRS 1 "Enjeux de durabilité à inclure dans l'évaluation de la matérialité" [(1)] - , sur les sujets ESG abordés par les normes internationales de *reporting* (GRI, SASB), et sur une revue des pratiques des pairs du secteur de l'énergie.

Cette analyse a conduit à 16 enjeux ESG pertinents pour ENGIE couverts par les ESRS thématiques à l'exception d'un enjeu intitulé "Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle" qui a été ajouté et intégré aux enjeux de conduite des affaires. Il s'agit d'un enjeu non couvert par les ESRS (AR-16) mais qui revêt une importance forte.

(1) *Conformément au FAQ de l'EFRAG "ID 177 - AR 16 to DP mapping", cette annexe AR 16 doit être effectivement prise en compte lors de l'évaluation de la matérialité, sans nécessairement évaluer la matérialité de chaque sous-thème ou chaque sous-sous-thème.*

RÉPARTITION DES ENJEUX ENGIE AVEC LES NORMES THÉMATIQUES ESRS

Normes ESRS		Traduction en enjeux pour ENGIE	Supervision par un membre du Comex
ESRS E1	Changement climatique	Adaptation au changement climatique	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
		Atténuation du changement climatique et transition énergétique	
ESRS E2	Pollution	Pollutions industrielles	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS E3	Eau et ressources marines	Eau douce	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS E4	Biodiversité et écosystèmes	Biodiversité et écosystèmes	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Utilisation des ressources et économie circulaire	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS S1	Personnel de l'entreprise	Conditions de travail et dialogue social	Directeur Général adjoint en charge des Ressources Humaines et du Corporate
		Équité et diversité	
		Talents et compétences	
ESRS S1 ESRS S2	Personnel de l'entreprise et Travailleurs de la chaîne de valeur	Santé sécurité au travail	Directeur Général adjoint en charge de la Transformation et des Géographies et de la production nucléaire
ESRS S2	Travailleurs de la chaîne de valeur	Travailleurs de la chaîne de valeur	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS S3	Communautés affectées	Communautés affectées	Directrice Générale adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication
ESRS S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Consommateurs et utilisateurs finals	Directeur Général adjoint en charge des activités *FlexGen & Retail* et responsable des activités hydrogène
ESRS G1	Conduite des affaires	Éthique des affaires	Directrice Générale adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication
		Achats durables	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
		Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle (1)	Directrice Générale adjointe en charge de la data, du digital et de l'IT, Directrice Générale adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication, Directeur Général adjoint en charge de la Transformation et des Géographies et de la production nucléaire

(1) Enjeux spécifiques à ENGIE non couverts par les ESRS (AR-16).

Étape 2 – Identification des IRO liés aux 16 enjeux ESG

[IRO-1 53] Pour identifier les IRO liés aux 16 enjeux ESG, ENGIE, accompagné par un cabinet conseil externe, a mobilisé plusieurs parties prenantes internes et externes sous forme d'ateliers :

- Atelier "Informations générales sur la méthodologie retenue" ;
- Atelier "Climat et économie circulaire" ;
- Atelier "Biodiversité, pollution et eau" ;
- Atelier "Main-d'œuvre sociale et personnelle" ;
- Atelier "Chaîne de valeur" ;
- Atelier "Gouvernance".

Ces ateliers, qui ont associé tous les métiers et géographies du Groupe en fonction de leur secteur d'activité et de leur expertise dans les enjeux identifiés, ont permis d'identifier et de consolider une première liste d'IRO potentiellement matériels. Toutes les GBU ont été représentées dans ces ateliers afin de tenir compte d'éventuelles spécificités qui peuvent exister dans un métier ou activité particulier.

Ces IRO peuvent concerner les activités propres d'ENGIE et/ou celles des parties prenantes amont ou aval de sa chaîne de valeur.

Étape 3 – Évaluation de la matérialité des IRO

Après avoir dressé la liste des IRO potentiellement matériels, ENGIE a déterminé leur matérialité en suivant deux étapes : leur notation puis la détermination d'un seuil de matérialité.

Pour évaluer la matérialité d'impact et la matérialité financière, les principaux paramètres ci-dessous ont été évalués selon une échelle de notation entre 0 et 3 sur la base d'éléments essentiellement qualitatifs :

- **pour la matérialité d'impact** : l'amplitude et l'étendue pour les impacts réels, le caractère irrémédiable de l'impact pour les impacts négatifs réels, et la probabilité d'occurrence pour les impacts potentiels. Dans le cas d'un impact négatif potentiel, la gravité de l'impact l'emporte sur sa probabilité. Cette approche a été étendue à l'ensemble des impacts négatifs potentiels, au-delà de ceux affectant les droits de l'Homme. Ainsi, ENGIE a choisi de relever les niveaux de la probabilité de ces impacts entre très rare et certain pour éviter qu'une probabilité trop faible amoindrisse la sévérité d'un impact ;
- **pour la matérialité financière** : les effets actuels et futurs sur la performance financière de l'entreprise en considérant conjointement la probabilité d'occurrence et l'ampleur potentielle.

La notation des IRO a mobilisé :

- pour les Impacts socio-environnementaux, les participants aux ateliers d'identification (experts de l'entreprise et des GBU) ;
- pour les Risques et Opportunités financières, les experts de la Direction Financière et de la Direction des Risques et Assurances - en charge de la démarche *Enterprise Risk Management* (ERM) du Groupe - avec une supervision de la Direction de la Stratégie notamment sur les Opportunités.

En ce qui concerne les Risques et Opportunités, des ateliers spécifiques ont été organisés pour évaluer l'effet financier, IRO par IRO, afin d'assurer la cohérence avec la méthodologie globale de gestion des risques du Groupe (*ERM*) et les états financiers. Les Risques et Opportunités ont été évalués en considérant une occurrence déterminée par une moyenne entre un impact actuel et un impact futur (à moyen ou long terme). Ces impacts ont pris en compte des indicateurs financiers du Groupe (exemple : EBIT, dette nette ou CAPEX) sur une période de trois ans, en cohérence avec le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) du Groupe pour rendre compte des risques résiduels affectant les activités du Groupe, tels que présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle interne".

[IRO-1 53e] La notation des IRO a été transposée aux enjeux ESG auxquels ils sont rattachés, facilitant leur appropriation notamment par les parties prenantes externes.

Dans cet exercice de double matérialité, les dépendances à l'égard de la nature sont considérées comme implicites dans les IRO liés à la consommation d'eau ou à la pression sur les ressources.

Enfin, pour intégrer l'intérêt et le point de vue des parties prenantes (fournisseurs, clients, communautés affectées, société civile, salariés, actionnaires) ENGIE les a impliquées via des entretiens individuels, en prenant soin de recueillir ce qui était le plus important pour elles en termes d'impacts socio-environnementaux au niveau des enjeux de durabilité. Seuls les représentants internes des communautés affectées ont été directement interrogés sur l'importance des impacts. Les parties prenantes externes ont été sélectionnées par les fonctions commerciales, financières ou stratégiques du Groupe sur la base de leurs principaux contacts.

Toutes ces consultations externes ont été menées par un conseil externe, sans la présence d'ENGIE, et ont été précédées d'un *briefing* sur le contexte et la méthode. L'ensemble de ces entretiens a permis de classer les enjeux en trois catégories, hiérarchisés de 1 (haute priorité) à 3 (faible priorité).

L'illustration ci-dessous fait le bilan comparé des évaluations des enjeux ESG pour "la société civile" d'une part et pour les clients, fournisseurs qualifiés de "partenaires économiques" d'autre part. Au vu des résultats obtenus, les conclusions des deux types de parties prenantes sont de fait très majoritairement alignées.

BILAN COMPARÉ DES ÉVALUATIONS DES ENJEUX ESG PAR LA SOCIÉTÉ CIVILE ET PAR LES PARTENAIRES ÉCONOMIQUES

Normes ESRS		Enjeux	Société civile	Partenaires économiques
ESRS E1	Changement climatique	Adaptation aux conséquences du changement climatique	★★☆	★★☆
		Atténuation du changement climatique et transition énergétique	★★★	★★★
ESRS E2	Pollution	Pollutions industrielles	★★★	★★★
ESRS E3	Eau et ressources marines	Préservation des ressources en eau	★★☆	★★☆
ESRS E4	Biodiversité et écosystèmes	Biodiversité et écosystèmes	★★☆	★★☆
ESRS E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Utilisation des ressources et économie circulaire	★★★	★★☆
ESRS S1	Personnel de l'entreprise	Conditions de travail et dialogue social	★★☆	★★☆
		Équité et diversité	★★☆	★★☆
		Talents et compétences	★★☆	★★★
ESRS S1 ESRS S2	Personnel de l'entreprise et Travailleurs de la chaîne de valeur	Santé sécurité des travailleurs	★★☆	★★★
ESRS S2	Travailleurs de la chaîne de valeur	Travailleurs de la chaîne de valeur	★★☆	★★★
ESRS S3	Communautés affectées	Communautés affectées	★★☆	★★★
ESRS S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Consommateurs et utilisateurs finals	★★★	★★★
ESRS G1	Conduite des affaires	Éthique et conduite des affaires	★☆☆	★★★
		Achats durables	★★☆	★★☆
		Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle	★★☆	★★☆

★★★ *Priorité 1 : toutes les parties prenantes ont identifié le sujet comme prioritaire*
★★☆ *Priorité 2 : certaines parties prenantes ont identifié le sujet comme prioritaire mais pas toutes*
★☆☆ *Priorité 3 : non priorisé par les parties prenantes durant la consultation*

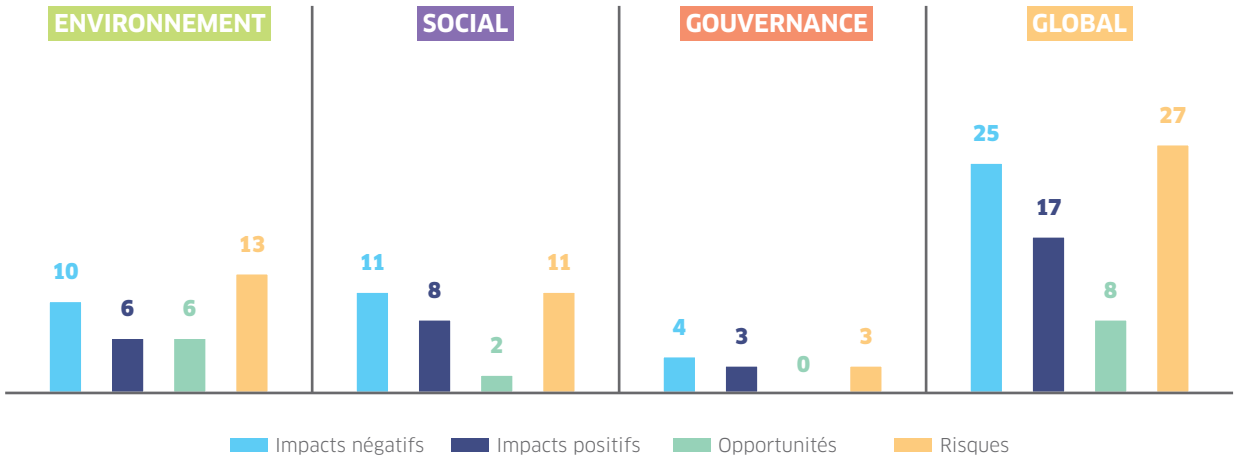
[IRO-1 53d] Appropriation des IRO matériels par les organes de gouvernance du Groupe

Sous la supervision du Comex, les Directeurs Généraux Adjoints d'ENGIE ont revu et validé les IRO matériels répartis sur leur périmètre de responsabilités comme illustré dans le tableau en étape 1 *Répartition des enjeux ENGIE avec les normes thématiques ESRS*.

Résultat de la démarche de double matérialité

L'application du seuil de matérialité et l'appropriation des IRO matériels par les instances de gouvernance du Groupe a permis de conclure le premier exercice de double matérialité d'ENGIE avec une liste de 77 IRO matériels. Ces IRO matériels ont été formellement approuvés par le Comex du 12 avril 2024, puis par le Conseil d'Administration du 24 septembre 2024.

RÉPARTITION DES 77 IRO EN IMPACTS POSITIFS, NÉGATIFS, RISQUES ET OPPORTUNITÉS



[ESRS-1 104] Lors de l'exercice d'analyse de la double matérialité, certaines filiales du Groupe ont identifié des IROs matériels qui leur sont propres en raison d'activités spécifiques, mais qui n'ont pas été identifiés comme matériels au niveau du Groupe :

- **Electrabel :** Electrabel SA, filiale belge du Groupe, exploite et opère les réacteurs nucléaires de Doel et de Tihange en Belgique et ne porte plus qu'une responsabilité, encadrée par la loi, sur la gestion et l'entreposage des déchets radioactifs issus des deux sites. La production d'électricité d'origine nucléaire génère des déchets d'exploitation, des déchets de démantèlement, et du combustible épuisé radioactifs, qui doivent être traités de manière adaptée aux dangers qu'ils représentent, pour être ensuite entreposés et stockés de manière définitive par l'organisme national de gestion des déchets radioactifs (ONDRAF). L'accord signé avec le Gouvernement belge le 13 décembre 2023, et la loi du 26 avril 2024, encadrent la responsabilité d'Electrabel quant à la gestion des déchets, incluant la fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires, transférant ainsi cette obligation au Gouvernement belge. Electrabel devra assurer leur conditionnement en conformité avec les critères contractuels de transfert, avant leur remise à l'ONDRAF.
- **Infrastructures énergétiques :** les émissions de méthane ont un impact environnemental matériel compte tenu des activités des infrastructures énergétiques contrôlées ou opérées par le Groupe via des filiales indépendantes (GRDF, GRTgaz, Storengy, Elengy et Distrigaz Sud).

Les objectifs du Groupe relatifs à ce thème sont présentés à la Section 3.1.2.1.4.

[IRO-1 53 f] Les opportunités ont été évaluées avec l'aide de la Direction Financière et de la Direction de la Stratégie, afin d'identifier celles qui pourraient avoir notamment des effets financiers.

Valeurs d'entrées [IRO-1 53 g, h]

L'analyse et l'évaluation des IRO ont été basées sur la consultation des parties prenantes et trois sources de données :

1) les seuils financiers pour évaluer les risques et opportunités de l'analyse annuelle des risques résiduels du Groupe (ERM) ;
2) l'analyse de la précédente matérialité réalisée en 2020 dans le cadre de la Déclaration de Performance extra-financière (directive *NFRD*) ;
3) les données d'un benchmark réalisé en septembre 2023 sur la démarche de double matérialité de certains des pairs.

Exigences de publication au titre des ESRS couvertes par le présent état de durabilité [IRO-2]

La table de concordance entre les ESRS et l'analyse de double matérialité du Groupe ainsi que la liste des points de données des normes transversales et thématiques qui découlent d'autres législations de l'UE sont disponibles dans la Section 3.1.5 "Annexes".

3.1.1.4.2 Impacts, risques et opportunités matériels [SBM-3]

DESCRIPTION DES IRO

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
E1	Adaptation aux conséquences du changement climatique	Risque	Augmentation des évènements extrêmes en raison du changement climatique : baisse des revenus (interruption d'activité) et augmentation des coûts (réparations, assurance, chaine de valeur, ..).		•	•									•	•	•	Toutes
E1	Adaptation aux conséquences du changement climatique	Risque	Évolution régulière et significative du climat menant à une baisse de la production ou de la demande d'énergie : changement des chroniques de pluie, de vent, des températures ou de l'ensoleillement et demande de chaleur réduite (ex : baisse de vente de gaz aux réseaux de chaleur).		•	•									•	•	•	Toutes
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Impact négatif	Changement climatique dû aux émissions de GES générées par la combustion de combustibles fossiles pour la génération et la vente d'énergie (principalement l'électricité et le gaz).		•	•	•		•			•	•		•	•	•	*FlexGen & Retail Energy Solutions* GEMS (Supply)
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Impact positif	Contribuer à la décarbonation des clients via la vente de produits et de services verts.	•	•	•	•		•		•		•		•	•	•	*Energy Solutions Retail* GEMS (PPA)
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Impact positif	Accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, en développant les énergies renouvelables et les solutions apportant de la flexibilité.	•	•	•	•		•			•	•		•	•	•	Renouvelables *FlexGen*
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Impact positif	Assurer la mission de service public d'ENGIE via une chaîne de valeur robuste et résiliente (approvisionnement, production, stockage, distribution, etc.).	•	•		•			•		•	•		•	•	•	Infrastructures *Retail*
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Risque	Modification des réglementations ou des normes nationales liées à la transition énergétique et au climat entraînant des répercussions sur les activités du Groupe.		•										•	•	•	Toutes
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Risque	Faible demande totale de gaz dans les activités gazières d'ENGIE (transport, distribution, stockage, production et vente) et retard dans la conversion au gaz vert, entraînant une baisse des revenus et des dépréciations (par exemple, actifs échoués).		•	•									•	•	•	Infrastructures *FlexGen & Retail* GEMS
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Opportunité	Financer l'innovation grâce à l'amélioration des conditions du marché rendue possible par les subventions des gouvernements nationaux ou les changements réglementaires (par exemple, Amérique du Nord et IRA).		•										•	•		Toutes
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Opportunité	Accélérer la production de gaz et d'électricité renouvelables ou décarbonés en augmentant la taille et la part de marché, ce qui se traduira par une hausse des recettes : électricité renouvelable, nucléaire, gaz bas carbone (H_2 vert, biométhane, e-méthane), captage du carbone (CCUS), etc.		•										•	•	•	Toutes
E1	Atténuation du changement climatique et transition énergétique	Opportunité	Soutenir le modèle d'acteur énergétique intégré, développer des solutions flexibles (BESS, pompage-turbinage, CCGT) et l'expertise sur les marchés de l'énergie pour tirer parti de la volatilité de l'énergie et des prix (production renouvelable, changement climatique, etc.).		•										•	•	•	Toutes

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
E2	Pollutions industrielles	Impact négatif	Pollution des sols et de l'eau du fait des opérations directes avec un impact sur la santé humaine ou les écosystèmes.		•		•		•	•	•		•		•	•	•	*FlexGen* Renouvelables Infrastructures *Energy Solutions*
E2	Pollutions industrielles	Impact négatif	Pollution des sols et de l'eau, y compris les zones d'extraction de matières premières, avec un impact sur la santé humaine ou les écosystèmes du fait de la chaîne de valeur.	•			•		•	•	•			•	•	•		*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions*
E2	Pollutions industrielles	Impact négatif	Pollution atmosphérique engendrée par les rejets de fumées issues de la combustion des centrales thermiques (Nox, Sox, PM et autres), qui peut avoir un impact sur la santé humaine et les écosystèmes.		•		•		•	•	•		•		•	•	•	*FlexGen*
E2	Pollutions industrielles	Impact positif	Le besoin en surface au sol du solaire, de l'éolien, des batteries ou de l'hydrogène peut permettre de valoriser des terrains pollués et générer des revenus utiles aux efforts de restauration.		•		•		•		•		•		•	•	•	Renouvelables *Energy Solutions*
E2	Pollutions industrielles	Risque	Risque de réputation en cas d'accident ou de mauvaise gestion des problèmes de pollution.		•	•									•	•	•	*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions* Infrastructures
E2	Pollutions industrielles	Risque	Risque d'amendes, de pénalités, de compensations, voire de ralentissement de l'activité ou de perte du permis d'exploitation en raison du non-respect des réglementations en matière de pollution industrielle et de l'impact sur la santé des communautés locales.		•										•	•	•	*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions* Infrastructures
E2	Pollutions industrielles	Risque	Affaiblissement ou interruption de la chaîne d'approvisionnement et de la production en raison de l'incapacité des partenaires à se conformer aux exigences environnementales.	•											•	•	•	Toutes
E3	Préservation des ressources en eau	Impact négatif	Utilisation importante d'eau douce pour assurer le refroidissement des centrales thermiques et nucléaires et le fonctionnement des terminaux méthaniers.		•		•		•	•	•		•		•	•	•	Nucléaire *FlexGen* Infrastructures
E3	Préservation des ressources en eau	Impact négatif	Consommation importante d'eau douce pour l'extraction de matières premières dans la chaine de valeur, y compris les carburants.	•			•		•	•	•			•	•	•	•	Toutes
E3	Préservation des ressources en eau	Risque	Ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité suite à des contraintes sur le fonctionnement des sites de production et des activités industrielles dues à des pénuries d'eau, à des températures de rivière inadaptées, à des conflits d'usage, à des restrictions d'usage et à des exigences réglementaires accrues.		•										•	•	•	Toutes
E3	Préservation des ressources en eau	Risque	Amendes et pénalités pour non-respect des réglementations en matière d'utilisation de l'eau.		•										•	•	•	Nucléaire *FlexGen* Infrastructures
E3	Préservation des ressources en eau	Opportunité	Demande croissante de projets de dessalement répondant à des normes environnementales élevées.		•										•	•	•	*FlexGen*
E4	Biodiversité et écosystèmes	Impact négatif	Impact des chantiers de construction sur les habitats, la flore et la faune (continuité écologique terrestre et aquatique/ artificialisation des sols).	•	•		•		•			•	•		•	•	•	Renouvelables *FlexGen Energy Solutions* Infrastructures
E4	Biodiversité et écosystèmes	Impact négatif	Perturbation des milieux terrestres et aquatiques / artificialisation des sols, liée à l'exploitation des sites industriels (y compris les parcs éoliens offshore, etc.).		•		•		•		•		•		•	•	•	Renouvelables *FlexGen Energy Solutions* Infrastructures

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
E4	Biodiversité et écosystèmes	Impact négatif	Destruction de la biodiversité sur les sites d'extraction et de transformation des matières premières sur l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe.	•			•		•		•			•	•	•	•	Toutes
E4	Biodiversité et écosystèmes	Impact positif	Mise en place de projets de séquestration du carbone ayant un impact positif sur la biodiversité et les écosystèmes (Solutions basées sur la Nature).		•			•	•		•		•				•	*FlexGen Energy Solutions* Infrastructures GEMS
E4	Biodiversité et écosystèmes	Risque	Amendes et pénalités pour non-respect des réglementations environnementales relatives à la biodiversité.		•										•	•	•	*FlexGen Energy Solutions* Renouvelables Infrastructures Nucléaire
E4	Biodiversité et écosystèmes	Risque	Diminution de la rentabilité des projets en raison du renforcement des exigences réglementaires, ce qui peut conduire à l'abandon des projets (par exemple, obligations potentielles de mettre en œuvre des mesures de compensation très coûteuses, voire impossibles à mettre en œuvre, ou présence d'espèces protégées).		•								•		•	•	•	*FlexGen Energy Solutions* Renouvelables Infrastructures Nucléaire
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Impact négatif	Pressions sur les ressources, conflits d'usages et enjeux géopolitiques (par exemple, concurrence avec l'alimentation pour la production de biométhane, concurrence avec le bois, etc.).	•	•		•		•	•	•		•		•	•	•	Renouvelables *FlexGen Energy Solutions* Infrastructures GEMS
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Impact positif	Réduction de la demande de ressources résultant (i) de la baisse de la demande énergétique via l'efficacité énergétique, (ii) de l'écoconception des équipements et (iii) de l'optimisation de l'exploitation des actifs énergétiques.		•		•		•		•		•		•	•	•	Renouvelables *FlexGen Energy Solutions*
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Risque	Risque de contrepartie/fournisseur en cas d'incapacité à honorer les engagements contractuels sur les projets d'énergie renouvelable en raison de contraintes d'approvisionnement.	•	•	•									•	•	•	Renouvelables *Energy Solutions* GEMS
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Risque	Augmentation des coûts liés au démantèlement des infrastructures et au traitement des déchets générés.		•										•	•	•	Renouvelables *FlexGen Energy Solutions* Infrastrutures Nucléaire
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Opportunité	Forte demande de réseaux de chaleur et de froid et de méthanisation utilisant des ressources locales (biomasse, géothermie, chaleur fatale, fumier,...).		•										•	•	•	*Energy Solutions FlexGen* Infrastructures
E5	Utilisation des ressources et économie circulaire	Opportunité	Réutilisation et modernisation des infrastructures du Groupe pour soutenir la transition énergétique (par exemple, charbon converti en biomasse, infrastructures gazières adaptées à l'hydrogène et au biogaz, turbines éoliennes).		•										•	•	•	*FlexGen Energy Solutions* Infrastructures
S1	Conditions de travail et dialogue social	Impact négatif	La dégradation du dialogue social et des négociations salariales, particulièrement dans un contexte de transformation / d'évolution stratégique du Groupe et/ou de changements dans la législation et la réglementation applicables à ses activités.		•			•		•	•		•		•	•	•	Toutes

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
S1	Conditions de travail et dialogue social	Impact positif	Le personnel du Groupe peut bénéficier à court, moyen et long termes d'une amélioration de ses conditions de travail et droits fondamentaux, notamment au travers de l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité et protection sociale, ainsi que grâce aux efforts du Groupe en matière de transition énergétique qui favorisent les activités et environnements de travail plus sains et plus sûrs.	•	•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S1	Conditions de travail et dialogue social	Risque	Risque juridique (paiement d'amendes, coûts de procédures et dommages) en cas de non-respect de la réglementation (droits des travailleurs).		•										•	•	•	Toutes
S1	Conditions de travail et dialogue social	Risque	L'augmentation incontrôlée du coût des avantages sociaux accordés aux anciens salariés (pensions de retraite, etc.).		•										•	•	•	Toutes
S1	Équité et diversité	Impact négatif	L'exposition au risque, pour les employés ou les candidats, de discrimination, de harcèlement ou de préjugés sur le lieu de travail.		•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S1	Équité et diversité	Impact positif	L'engagement du Groupe en faveur de la diversité, de l'équité et de l'inclusion, moteur d'impacts positifs sur la société.		•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S1	Équité et diversité	Risque	Le risque juridique (paiement d'amendes, coûts de procédures et dommages) en cas de non-respect de la législation et de la réglementation en vigueur.		•										•	•	•	Toutes
S1	Talents et compétences	Impact négatif	La perte potentielle d'emplois liée à l'évolution du modèle d'affaires d'ENGIE, à l'évolution du marché du travail et à l'introduction de technologies disruptives telles que l'IA générative.		•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S1	Talents et compétences	Impact positif	Le développement des compétences des salariés leur permettant d'améliorer leur employabilité et d'évoluer dans leur carrière (exemples : transition durable, digitalisation).		•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S1	Talents et compétences	Impact positif	La contribution d'ENGIE à l'amélioration des compétences et à l'adaptation de sa main-d'œuvre à de nouvelles professions, ainsi qu'à l'intégration de personnes marginalisées par le biais de nouvelles opportunités de travail dans son contexte de transformation.		•		•			•		•	•		•	•	•	Toutes
S1	Talents et compétences	Risque	Le risque d'inadéquation entre les ressources/compétences et les postes à pourvoir (risque de pénurie de personnes qualifiées, d'indisponibilité de personnel flexible pour répondre aux besoins, de perte de compétences clés en cas de départ, de mobilité ou de recrutement dans des lieux peu attractifs).		•										•	•	•	Toutes
S1	Santé et sécurité des travailleurs	Impact négatif	L'exposition des travailleurs à des risques susceptibles de porter atteinte à leur intégrité physique (accidents, risques sanitaires et maladies professionnelles).		•		•			•		•	•		•	•	•	Toutes
S1	Santé et sécurité des travailleurs	Impact négatif	L'exposition des travailleurs à des risques pouvant porter atteinte à leur intégrité psychologique (risques psychosociaux).		•		•			•		•	•		•	•	•	Toutes
S1	Santé et sécurité des travailleurs	Risque	Les risques juridiques (amendes, coûts des procédures, dommages et intérêts) dans le cas où l'entreprise est reconnue coupable.		•										•	•	•	Toutes
S1	Santé et sécurité des travailleurs	Risque	Le risque réputationnel dans les cas d'accidents graves (dont les accidents industriels) ou les allégations d'incidents graves.		•										•	•	•	Toutes

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
S2	Santé sécurité des travailleurs	Impact négatif	Exposition des travailleurs de la chaîne de valeur à des risques pouvant porter atteinte à leur intégrité physique (accidents) et psychologique (risques psychosociaux, pénibilité du travail) sur les sites d'ENGIE.	•	•		•			•	•		•		•	•	•	Toutes
S2	Santé sécurité des travailleurs	Risque	Risque réputationnel dans les cas d'accidents graves impliquant les travailleurs de la chaîne de valeur de l'entreprise.	•	•										•	•	•	Toutes
S2	Santé sécurité des travailleurs	Opportunité	Amélioration de la compétitivité d'ENGIE dans le cadre de réponse à des appels d'offre (cahier des charges incluant la santé sécurité).		•										•	•	•	Toutes
S2	Travailleurs de la chaîne de valeur	Impact négatif	Participation à la violation des droits fondamentaux et des libertés des travailleurs dans la chaîne de valeur par l'achat de produits ou de services provenant de secteurs à haut risque.	•			•			•		•		•	•	•	•	Toutes
S2	Travailleurs de la chaîne de valeur	Impact positif	Contribuer à l'accès à un emploi décent pour les travailleurs de la chaîne de valeur, notamment dans le cadre des activités liées à la Transition juste.	•			•			•		•		•	•	•	•	Toutes
S2	Travailleurs de la chaîne de valeur	Risque	Les risques juridiques et de réputation (paiement d'amendes, coûts de remise en état, frais de procédure et paiement de dommages-intérêts) en cas de manquement au devoir de diligence.	•	•										•	•	•	Toutes
S3	Communautés affectées	Impact négatif	Impact des activités de la chaîne de valeur sur les communautés (activités en amont de chaînes d'approvisionnement du Groupe).	•			•			•		•		•	•	•	•	GEMS
S3	Communautés affectées	Impact négatif	Impacts sur les communautés en raison d'incidents industriels.		•		•			•	•		•		•	•	•	*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions* Infrastructures Nucléaire
S3	Communautés affectées	Impact négatif	Impact des opérations du Groupe sur les droits des communautés.		•			•		•	•		•		•	•	•	*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions* Infrastructures Nucléaire
S3	Communautés affectées	Impact positif	Création d'emplois et contribution à la richesse locale des territoires.			•	•			•		•		•	•	•	•	Toutes
S3	Communautés affectées	Risque	Remise en cause de l'autorisation sociale d'exploitation et risque d'arrêt des projets ou de recours juridiques intentés par les communautés affectées en raison : (i) d'un climat de conflit où la consultation et les réunions participatives ne fonctionnent pas (ii) d'un manque d'acceptabilité sociale en l'absence d'un dialogue suffisamment anticipé avec les parties prenantes ou en cas de dialogue désorganisé ou mal coordonné, ce qui peut entraîner une perte d'engagement de la part des parties prenantes.	•	•										•	•	•	Toutes
S3	Communautés affectées	Risque	Risques opérationnels, financiers et juridiques (par exemple, paiement d'amendes, coûts de procédure et dommages-intérêts, risques de litiges, perte ou manque d'accès aux financements de la Banque mondiale ou des investisseurs) en cas(i) d'accident majeur affectant les communautés affectées, (ii) de non-respect des droits des populations autochtones, ou(iii) d'autres impacts liés au devoir de vigilance.	•	•										•	•	•	Toutes

				Chaîne de valeur impactée SBM-3 §48 a			Effets SBM-3 §48 b		Influence sur SBM-3 §48 c i		Niveau d'influence SBM-3 §48 c i		Lien avec la stratégie et les activités SBM-3§ 48 c ii		Horizon temporel prévu SBM-3§ 48 c iii			
ESRS	Enjeux	Catégorie	Description	Amont	Opérations propres	Aval	Réel	Potentiel	Environnement	Personnes	Significatif ou grave	Très significatif ou grave	Lien direct	Lien indirect	Court terme	Moyen terme	Long terme	Activités concernées SBM-3§ 48 c iv
S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Impact négatif	Atteinte à la confidentialité et à la sécurité dans le traitement des informations et données personnelles des parties prenantes (protection et respect de la vie privée, liberté d'expression, accès à une information de qualité, démarchage, vente forcée), notamment dans le suivi de leur consommation d'énergie.			•	•			•	•		•		•	•	•	*Retail*
S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Impact positif	Permettre aux consommateurs et utilisateurs finals de mieux consommer (réduire l'empreinte carbone) grâce à des offres vertes ou des solutions locales de R&R (Récupération et Renouvelable).			•	•		•			•	•		•	•	•	*Retail*
S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Impact positif	Permettre à nos clients de consommer moins grâce à nos produits, services et communications.			•	•		•		•		•		•	•	•	*Retail*
S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Risque	Plafonnement réglementaire des prix de l'énergie sur les marchés boursiers ou des prix pour les consommateurs, entrainant une diminution des recettes (par exemple, plafonnement des prix du gaz).		•	•									•	•	•	*Retail*
S4	Consommateurs et utilisateurs finals	Opportunité	Développement de nouveaux services et de nouvelles offres pour répondre aux besoins et attentes des consommateurs.		•	•									•	•	•	*Retail*
G1	Éthique et conduite des affaires	Impact négatif	Dommages économiques dus au non-respect de la législation anti-corruption, du droit de la concurrence et/ou d'embargos et de sanctions.		•			•		•	•		•		•	•	•	Toutes
G1	Éthique et conduite des affaires	Risque	Atteinte à l'image de l'entreprise, risque financier et risque juridique, en raison d'incidents importants de non-respect de la législation anticorruption, du droit de la concurrence et/ou d'embargos et de sanctions.		•										•	•	•	Toutes
G1	Achats durables	Impact négatif	Détérioration des qualités environnementales et sociales des sources d'approvisionnement d'énergie alternatives achetées dans un contexte d'instabilité du marché et de rareté des ressources.	•			•		•	•		•		•			•	GEMS
G1	Achats durables	Impact positif	Contribution à la diffusion des pratiques éthiques et durables du Groupe par l'engagement des fournisseurs et partenaires dans la démarche de développement durable du Groupe (ex : sélection de fournisseurs sur la base de critères ESG, fournisseurs de l'ESS ou d'entreprises adaptées...).	•	•		•			•		•		•	•			Toutes
G1	Achats durables	Impact positif	Contribution à la solvabilité de nos fournisseurs par nos pratiques de paiement.	•			•			•		•	•		•	•	•	Toutes
G1	Achats durables	Risque	Baisse de la compétitivité si les concurrents ne se fixent pas les mêmes exigences en termes de pratiques éthiques et durables.	•	•										•	•	•	Toutes
G1	Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle	Impact négatif	Exposition des salariés et des travailleurs de la chaîne de valeur aux risques de sûreté (conflit armé, terrorisme, troubles sociaux, etc.) dans certaines régions où ENGIE opère.	•	•		•			•		•	•		•	•	•	Toutes
G1	Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle	Impact négatif	Accidents industriels et/ou nucléaires majeurs, y compris les incidents liés aux cyberattaques, affectant les personnes, les biens et l'environnement.		•			•	•	•	•		•		•	•	•	*FlexGen* Renouvelables *Energy Solutions* Infrastructures Nucléaire
G1	Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle	Impact positif	Continuité des services essentiels pour les utilisateurs grâce à des installations et sites efficacement sécurisés et cybers protégés.			•	•			•		•	•		•	•	•	*Energy Solutions* GEMS *Retail*
G1	Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle	Risque	Atteinte à la réputation du Groupe en cas d'accident industriel et/ou nucléaire, ou de violation de données ou de sûreté résultant d'une cyberattaque.		•										•	•	•	Toutes

Effets financiers actuels [SBM-3 48d]

Les effets financiers actuels des risques et opportunités ESG sur le Groupe ont été pris en compte dans les états financiers et sont décrits dans la Note 1 de la Section 6.2.2 “Notes aux comptes consolidés”.

Résilience de la stratégie et du modèle d’affaires [SBM-3 48f]

Le suivi de la réalisation des objectifs attachés aux enjeux de durabilité permet de tester la résilience de la stratégie et du modèle d’affaires sous-jacent. En cas de dérive importante et pérenne, le Groupe révisera ses objectifs ou révisera son plan d’actions pour mieux les atteindre. Le détail de la stratégie et des plans d’action en lien avec ces IRO est fourni dans les rubriques thématiques dédiées.

3.1.1.5 Système de gestion des risques et contrôle interne de l’état de durabilité [GOV-5]

3.1.1.5.1 Système de gestion des risques de l’état de durabilité

Les risques liés aux enjeux ESG sont intégrés dans la politique globale de gestion des risques du Groupe *(ERM)*, qui fournit un cadre spécifique de gouvernance et de contrôle des risques (voir Section 2.1 Processus de gestion des risques).

Les risques et les opportunités liés au climat et au développement durable sont directement liés à l’engagement du Groupe en faveur de la transition énergétique et sont traités comme une partie intégrante des activités quotidiennes. Depuis plusieurs années, le Groupe rend compte des risques et des opportunités liés au climat, comme le recommande la *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD).

Les analyses de matérialité sont totalement intégrées dans le système de gestion des risques.

3.1.1.5.2 Contrôle interne de l’état de durabilité

Pour cette première année de publication de l'état de durabilité selon les exigences de la CSRD, ENGIE a renforcé l’environnement de contrôle des processus de publication de l’état de durabilité, notamment par le déploiement de systèmes d’informations au périmètre RH (ESRS S1) et environnemental (ESRS E1-E5). Les rôles et les responsabilités de chacune des fonctions contribuant à l'état de durabilité ont été formalisés, en cohérence avec les principes de fonctionnement du Groupe (*Operating Model*) et ses principes d’organisation du contrôle interne. La documentation de certains processus a été renforcée, notamment pour l’analyse de double matérialité et les processus de reporting des indicateurs extra-financiers (environnementaux, RH et santé-sécurité notamment).

La feuille de route en cours de développement doit augmenter la couverture des sujets matériels pour le Groupe et développer la maturité du dispositif. Cette approche a été proposée au Comité Exécutif et au Comité d’Audit et validée par le Conseil d’Administration pour une mise en œuvre à partir de 2025.

3.1.2 Informations environnementales [ESRS E1 à E5]

3.1.2.1 Changement climatique [ESRS E1]

3.1.2.1.1 Impacts, Risques et Opportunités climatiques [IRO-1, SBM-3]

Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique [ESRS2 SBM-3]

[ESRS-2 SBM-3 18] La liste des risques physiques et de transition liés au changement climatique matériels pour ENGIE est disponible dans la Section 3.1.1.4.2.

Périmètre, méthode et hypothèses de l’analyse de résilience

[ESRS-2 SBM-3 19a, 19b] L’analyse de résilience face aux risques liés au changement climatique porte sur l’ensemble du portefeuille du Groupe, tant en termes de technologies que d’empreinte géographique.

Elle est effectuée dans le cadre du processus *Enterprise risk management* (ERM), un processus itératif, conduit annuellement, et qui s’appuie sur des scénarios mis à jour périodiquement. Une description détaillée du processus, des horizons de temps et des scénarios utilisés est disponible dans cette Section (paragraphe IRO-1).

À noter que des analyses sont aussi effectuées dans le cadre du processus investissement du Groupe (nouveaux projets) :

- sur le risque physique climat, une analyse de sensibilité sur le changement de production ou de demande d’énergie ainsi que de l’évolution des événements extrêmes ;
- sur l’impact climat, un bilan des émissions clefs du projet, et l’alignement avec les objectifs climatiques du Groupe.

Résultats de l’analyse de résilience et prise en compte dans la stratégie économique

[ESRS-2 SBM-3 19c] Les résultats de l’analyse de résilience sur les risques sont décrits :

- dans la Section 2.2.2 pour les risques physiques ;
- dans la Section 2.2.3 pour les risques de transition.

Concernant les opportunités, les travaux de modélisation des futurs énergétiques permettent d’identifier de nombreux secteurs essentiels à la transition énergétique sur lesquels ENGIE a choisi de se positionner afin d’accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. La sortie du charbon et le développement massif de capacités de production renouvelables sont deux exemples de cette capacité du Groupe à adapter sa stratégie et son modèle d’affaires dans un système en transformation.

Description des processus permettant d’identifier et d’évaluer les impacts, risques et opportunités matériels liés au climat [ESRS 2 IRO-1]

La description des procédures d’identification et d’évaluation des impacts, risques et opportunités liés au changement climatique sur les activités et les actifs du Groupe ainsi que tout au long de sa chaine de valeur sont décrit dans la Section 3.1.1 "Informations générales".

Identification et évaluation des impacts climatiques

[ESRS-2 IRO-1 20a, AR9b] ENGIE identifie et évalue annuellement les émissions de gaz à effet de serre (GES) générées par ses activités (Section 3.1.2.1.6.).

[ESRS-2 IRO-1 AR9a] Afin de réduire son impact sur le changement climatique, ENGIE a mis en place des objectifs de réduction d'émissions de GES (Section 3.1.2.1.4.).

Évaluation des risques climatiques intégrée à la politique de gestion globale des risques

[ESRS-2 IRO-1 20] Les évaluations des risques et opportunités climat (physiques et transition) s'exercent dans le respect du processus ERM et des *guidelines* correspondantes définies par la Direction Management des risques et Assurances du Groupe (voir Section 2.2.1.1) et sont réalisées au niveau des entités opérationnelles des différentes géographies du Groupe avec le soutien des *risk officers* de ces entités comme suit :

- concernant les risques & opportunités physiques : les évaluations sont menées par les responsables de site avec le support des *Country Sustainability Officers* et sont documentées dans la rubrique spécifique du catalogue des risques liés au changement climatique ;
- concernant les risques et opportunités liés à la transition : les évaluations sont menées par les Directions Stratégie des entités et documentées dans les rubriques idoines du catalogue des risques (définition et analyse de la stratégie générale, environnement *business*, environnement réglementaire et technologie).

Les *guidelines* utilisées par les équipes en charge de l'analyse des risques climatiques prennent en compte à la fois la fréquence, l'ampleur et la durée des aléas, ainsi que l'exposition et la vulnérabilité des actifs ou des activités du Groupe afin de déterminer les risques inhérents.

Les risques climatiques sont étudiés en considérant les horizons temporels déterminés : analyses de court (<3 ans), moyen (4 - 6 ans) et long termes (>6 ans, et jusqu'à 2050 et 2070). Ce dernier reflète la durée de vie de certains actifs industriels (qui seront impactés par le changement climatique), les régulations ou accords nationaux/UE/internationaux, ainsi que la période de transition qui permettra au Groupe de décarboner son portefeuille (émissions des scopes 1, 2, 3).

Identification, évaluation et description des scénarios : focus sur les risques physiques liés au changement climatique

[ESRS-2 IRO-1 20b]

Le processus ERM, suivant les instructions partagées par la Direction Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG), est utilisé pour identifier et (ré)évaluer les (nouveaux) risques pouvant impacter le Groupe.

En particulier sur l'adaptation au changement climatique et après identification par les équipes opérationnelles, les risques ont été structurés sur la base de la Taxonomie Verte Européenne Appendice A et ensuite priorisés en fonction de leur pertinence et de la maturité de la science climatique. La liste finale des risques aujourd'hui modélisés par le Groupe et utilisés dans les analyses de résilience est la suivante :

Évènements extrêmes



Évolution chronique de la production/demande



Les indicateurs qui concernent les évolutions des événements extrêmes sont des indicateurs "primaires" directement issus des modèles climatiques internationaux CMIP5, CMIP6 et CORDEX (voir paragraphe suivant).

Les indicateurs d'évolution chronique de production font en revanche l'objet d'une modélisation spécifique construite en interne, sur la base d'indicateurs climatique primaires.

Activité	Modélisation de l'évolution
Production thermique (centrales à gaz)	ENGIE a évalué l'impact des conditions climatiques sur les performances (efficacité et puissance) et la disponibilité de ces actifs (sur la base des seuils de température et de débits de rivières afin de déterminer l'indisponibilité de l'actif)
Production hydraulique	ENGIE utilise des projections hydro-climatiques afin d'évaluer les variations de production dues au changement climatique. Projections par actif en fonction du débit simulé et des caractéristiques techniques de l'actif.
Production solaire	L'impact du changement climatique est calculé en tenant compte de l'évolution de l'irradiation solaire et de la température, influençant la performance des modules.
Production éolienne	L'impact du changement climatique est calculé en utilisant des courbes de puissance (en fonction du type/modèle de la turbine) reliant la vitesse du vent à la puissance disponible. Les effets de la température sont pris en compte soit par une mise à l'arrêt en cas de température élevée, soit par une baisse de production progressive.
Demande de chaud et de froid	La demande de chaud et de froid est calculée à partir des degrés-jours de chauffage et de refroidissement, de la densité de population et d'hypothèses sur les bâtiments tertiaires et résidentiels. La demande d'eau chaude domestique est également intégrée.

Les principaux impacts de ces risques sur les activités d'ENGIE sont :

- l'impact des évènements extrêmes sur l'intégrité des actifs ;
- l'impact chronique du changement climatique sur l'évolution de la production et la demande des actifs ;
- l'impact sur la santé sécurité des employés et des sous-traitants des évènements extrêmes, notamment le stress thermique ;
- l'impact des évènements extrêmes sur la chaîne d'approvisionnement locale (routes d'accès, réseaux électriques voisins…) et globale.

[ESRS-2 IRO-1 20b, 21] ENGIE utilise l'analyse par scénarios pour informer l'identification et l'évaluation des risques physiques. La modélisation de l'exposition des actifs du Groupe est réalisée par une équipe de recherche dédiée au sujet au sein d'ENGIE. L'équipe travaille depuis 2019 en collaboration avec des experts externes tels que l'Institut Pierre Simon Laplace (IPSL).

Les scénarios sont basés sur les RCP (*Representative Concentration Pathway* en anglais ou trajectoires représentatives de concentration) qui sont des scénarios de trajectoire du forçage radiatif à l'horizon 2100. Ces derniers ont été établis par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC ou IPCC en anglais pour *Intergovernmental Panel on Climate Change*) pour son cinquième rapport sur l'évolution du changement climatique (IPCC AR5).

ENGIE considère principalement les deux scénarios de réchauffement suivants :

- scénario central avec stabilisation des émissions avant la fin du siècle à un niveau faible (RCP 4.5) : ce scénario est notamment utilisé comme base pour les analyses d'exposition des actifs et des opérations du Groupe. Ce scénario projette une augmentation des températures d'environ 2,4 à 3°C d'ici la fin du siècle par rapport aux niveaux préindustriels ;
- scénario pessimiste, avec augmentation des émissions de GES au rythme actuel (RCP 8.5) : Ce scénario est notamment utilisé pour les analyses de sensibilité des actifs et des opérations du Groupe. Le RCP 8.5 représente un scénario de réchauffement extrême, où les émissions de gaz à effet de serre continuent d'augmenter, sans mobilisation significative de la société en faveur de la transition écologique. Ce scénario projette un réchauffement mondial de 4°C ou plus d'ici 2100, entraînant des impacts climatiques graves et fréquents.

L'analyse utilise des modèles globaux CMIP5 ou CMIP6 [(1)] ou des modèles régionaux CORDEX [(2)] selon les cas, qui utilisent en données d'entrée les scénarios du GIEC. ENGIE utilise autant que possible des données avec correction de biais par rapport au climat récent, en cohérence avec les travaux du GIEC sur les impacts du changement climatique. L'utilisation de données débiaisées est cruciale pour tout ce qui concerne les seuils ou les valeurs absolues. Par exemple, dans le cas de l'énergie éolienne, ENGIE utilise des courbes de puissance qui dépendent fortement de ces ajustements.

À noter que l'analyse de l'impact des événements extrêmes utilise des scénarios dérivés des scénarios RCP et considère des potentiels de réchauffement global comme suit :

- +1.5 °C pour les actifs se terminant entre 2026 et 2040 ;
- +2 °C pour les actifs se terminant entre 2041 et 2060 ;
- +3 °C pour les actifs se terminant après 2060.

Le niveau de réchauffement +4.0 °C est utilisé pour les analyses de sensibilité.

Les correspondances ont été faites en s'alignant sur les recommandations GIEC, voir tableau 4.5 du rapport du GIEC "IPCC AR6 WGI", chapitre 4.

Les données utilisées pour l'analyse incluent la localisation des actifs (coordonnées géographiques), la typologie du site et le type d'opérations effectuées.

Identification, évaluation et description des scénarios : focus sur les risques de transition

[ESRS-2 IRO-1 20c] Le processus d'identification et d'évaluation des risques et opportunités de transition commence par l'analyse de la matérialité des évènements de transition sur la base des éléments recommandés par la CSRD et la *Task Force on Climate Related Financial Disclosures* (TCFD) (https://www.fsb-tcfd.org/recommendations/) dont les évènements liés aux changements politiques et réglementaires (*Policy and Legal*), technologiques, de marchés, et réputationnel.

[ESRS-2 IRO-1 AR12a] Les *Risk Officers* des entités opérationnelles identifient les risques en échangeant avec les responsables des Filières de leur entité (Direction Juridique, Finance, ESG…). Les *Chief Risk Officers*, membres des comités de Direction des entités, valident les risques que leur soumettent les *Risk Officers* et sont responsables de la qualité des informations remontées.

Les principaux évènements de transition identifiés dans le cadre de l'accélération du rythme de décarbonation et des objectifs européens et mondiaux sont :

- électrification des usages et flexibilité ;
- transition vers des gaz décarbonés ;
- rénovation énergétique des bâtiments et changement des solutions de chauffage.

[ESRS-2 IRO-1 AR12b] L'exposition et la vulnérabilité des activités du Groupe aux évènements de transition sont prises en compte dans l'analyse du risque de transition.

[ESRS-2 IRO-1 21, AR13a, AR13b] Concernant les risques et opportunités de transition liés au changement climatique, le Groupe actualise tous les ans différents scénarios énergétiques, parmi lesquels un scénario de Transition Energétique pour l'Europe (15 pays) à l'horizon 2050 afin de répondre à ses défis actuels et futurs et adapter son modèle d'affaires. L'horizon de projection choisi (2050) permet de couvrir l'ensemble de la trajectoire de décarbonation d'ENGIE (Net Zéro 2045) ainsi que des systèmes dans lesquels le Groupe opère (exemple : objectif de contribuer à la neutralité carbone en Europe à 2050).

(1) CMIP6 (respectivement 5) est la 6e (respectivement 5e) phase du projet Coupled Model Intercomparison Project, un projet de collaboration à l'échelle mondiale de modélisateurs climatiques et dont le fruit des travaux fait référence en termes de modèles de science climat.

(2) Coordinated regional Climate Downscaling Experiment. CORDEX utilise les mêmes hypothèses et modélisations que CMIP (travaux conjoints), mais permet d'avoir une granularité géographique plus importante.

Les scénarios sont déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision internes et reposent sur les éléments spécifiques de la chaîne de valeur aval suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide (prix *forward*) concernant les prix des combustibles, le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de volatilité des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande (demande électrique, développement des capacités installées, etc.), ainsi que les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2.

Les scénarios sont mis à jour annuellement et un scénario central est ensuite utilisé pour la projection à moyen et long terme des commodités, notamment le gaz et l'électricité, les projections financières et la valeur des actifs lors des tests de dépréciation.

Les sorties de modèles du scénario de référence déterminent les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées aux activités du Groupe, les prix en volumes de l'énergie, du CO_2, ainsi que la demande énergétique. Les résultats sont comparés avec les sorties de modèle de différents scénarios externes reconnus dont les opérateurs réseaux (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-e), Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Terna, National Grid, etc.), les différents plans gouvernementaux (*National Energy and Climate Plan* (NECP)) ou les scénarios des institutions publiques (*International Energy Agency* (IEA), Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) ou consultants externes (AFRY, Aurora, Baringa).

Le même process avec des contrôles et analyses similaires est en place pour les autres géographies du Groupe, notamment l'Amérique du Sud et certains marchés des États-Unis, mais il se focalise uniquement sur les activités électriques du Groupe.

La version du scénario Net Zero 2024, compatible avec une trajectoire +1,5°C, a été présenté publiquement le 12 novembre 2024 (https://www.engie.com/decarbonation-scenario-edition-deux). Dans le futur, le groupe ENGIE s'appuiera sur ce scénario pour la quantification des risques et opportunités de transition.

[ESRS-2 IRO-1 AR13b] Le scénario Net Zero d'ENGIE met en exergue la nécessité de conjuguer toutes les sources d'énergies renouvelables afin d'assurer la résilience du système énergétique et la compétitivité des économies européennes. Compte tenu de la forte interconnexion des systèmes énergétiques à l'échelle de l'Europe, la trajectoire de décarbonation est modélisée en intégrant 15 pays européens. Le scénario d'ENGIE capitalise sur les leviers de décarbonation existants les plus pertinents, tout en laissant une place aux technologies émergentes.

[ESRS-2 IRO-1 AR13c] Le scénario Net Zero de décarbonation pour l'Europe est par conséquent centré sur l'intégration de diverses sources d'énergies renouvelables et sur l'amélioration de l'efficacité énergétique. Le plan inclut une réduction de la consommation d'énergie, une augmentation significative de l'énergie solaire et éolienne, et une forte augmentation de la capacité de stockage électrique. Le gaz, qui sera totalement décarboné, sera remplacé en partie par du biométhane. L'hydrogène décarboné jouera également un rôle crucial dans les transports et l'industrie.

ENGIE se base sur plusieurs convictions majeures, dont l'alliance de l'électron et de la molécule pour réussir la transition, le développement massif des énergies renouvelables électriques, et l'anticipation en amont des besoins de flexibilité. La trajectoire choisie par ENGIE privilégie un mix équilibré, dans lequel le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone sont intégrés afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique.

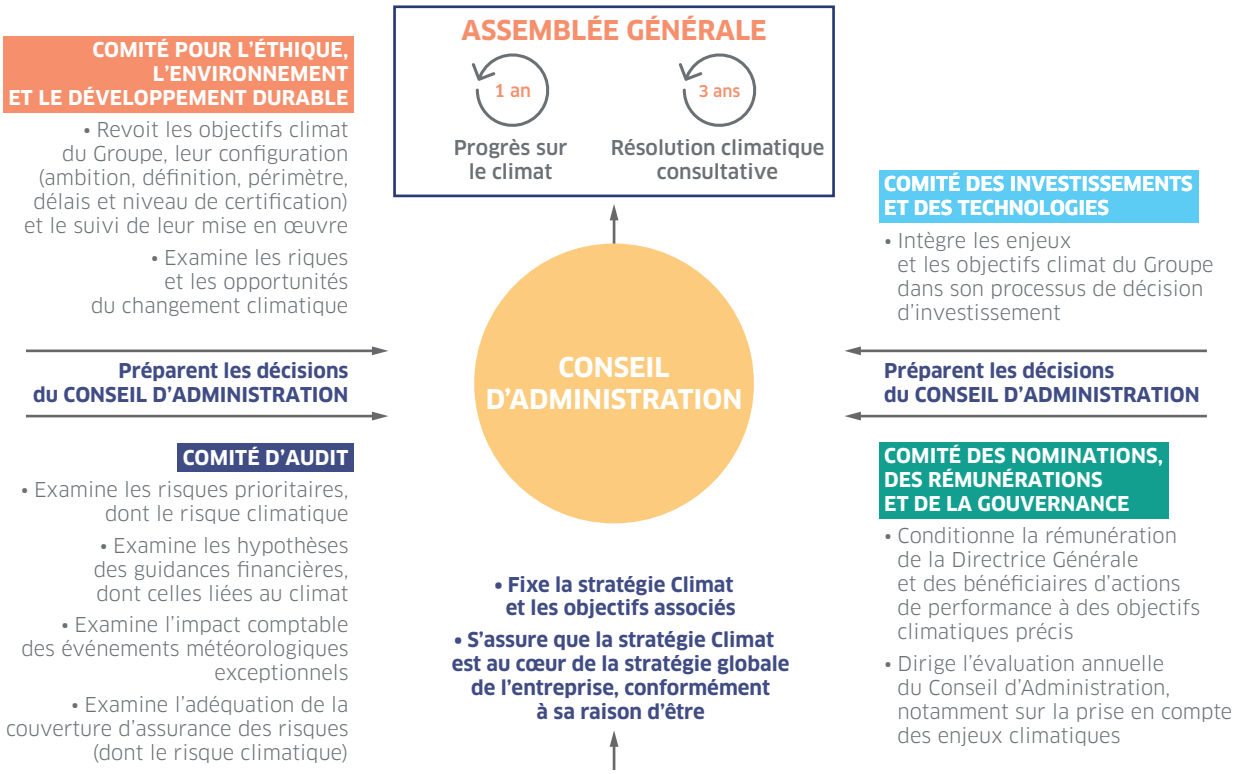
[ESRS-2 IRO-1 AR13d] La limite principale de ce scénario prospectif, qui inclut par nature des incertitudes, concerne le rôle du gaz vert dans les futurs systèmes énergétiques Net Zéro et la capacité des pays à déployer massivement des énergies renouvelables.

[ESRS-2 IRO-1 AR15] Les scénarios utilisés dans l'analyse sont en ligne avec les hypothèses prises dans les états financiers du Groupe (voir Section 3.1.2.1.5).

3.1.2.1.2 Gouvernance et politiques [GOV-3, E1-2]

Gouvernance et intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation [ESRS2 GOV-3]

[E1-2 MDR-P c] La gouvernance sur les enjeux climatiques est présentée ci-dessous :



(1) Rattachée à la Direction Juridique Éthique et Conformité.

À noter, lors de l'Assemblée Générale 2022, ENGIE a été l'une des premières sociétés du CAC 40 à consulter ses actionnaires sur sa stratégie Climat, qui a été massivement votée par ses actionnaires (97%). Trois ans plus tard, ENGIE présentera à nouveau l'actualisation de sa stratégie Climat pour un vote consultatif lors de l'Assemblée Générale 2025.

[ESRS-2 GOV-3 13] Les politiques de rémunération de la Directrice Générale, du Comité Exécutif et des cadres dirigeants intègrent des critères liés aux objectifs climatiques (voir Section 4.2).

En 2025, la rémunération variable de la Directrice Générale est conditionnée à hauteur de 7% à l'objectif de réduction des émissions de GES liées à la production d'énergie et aux ventes de commodités, et à hauteur de 3,3% pour les membres du Comité Exécutif.

En 2025, les actions de performance du Groupe (rémunération incitative à long-terme) dont sont bénéficiaires la Directrice Générale, les membres du Comité Exécutif et les cadres dirigeants du Groupe, incluent des critères climatiques : 15% sur toutes les émissions de GES du Groupe, et 5% sur les capacités renouvelables installées, soit un total de 20% .

La rémunération des Administrateurs n'intègre pas de variable, conformément aux dispositions règlementaires en vigueur.

Politiques liées à l'atténuation du changement climatique et à l'adaptation à celui-ci [E1-2]

[E1-2 MDR-P a] Le plan de transition est disponible dans la Section 3.1.2.1.3, et le détail des leviers est disponible dans la Section 3.1.2.1.4.

[E1-2 MDR-P b] Les politiques d'atténuation et d'adaptation au changement climatique s'appliquent au même périmètre consolidé que celui utilisé dans les états financiers c'est-à-dire les filiales contrôlées (intégration globale à 100%), les activités conjointes ainsi que les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (entreprises associées et coentreprises), en amont ou en aval de la chaîne de valeur.

Elles sont globales et couvrent toutes les régions géographiques où ENGIE opère. Cependant, il existe des exclusions spécifiques : les activités de trading ainsi que les titres non consolidés jugés non significatifs en termes d'impact environnemental.

[E1-2 23] Les processus pour gérer les risques matériels du Groupe sont décrits dans la Section 3.1.2.1.1 et ceux pour délivrer les objectifs sont décrits dans la Section 3.1.2.1.4.

[E1-2 25] La politique présentée couvre bien les domaines suivants : atténuation du changement climatique, efficacité énergétique, déploiement d'énergies renouvelables et adaptation au changement climatique.

3.1.2.1.3 Plan de transition [E1-1]

Une stratégie d'atténuation climat basée sur 3 piliers

OBJECTIF NET ZÉRO CARBONE 2045 D'ENGIE

Réduire les émissions de GES d'ENGIE
En premier lieu, réduire les émissions directes et indirectes de GES des activités d'ENGIE d'au minimum 90% par rapport à 2017.

+

Absorber le carbone à hauteur des émissions résiduelles d'ENGIE
Puis, accroître les puits de carbone pour neutraliser les dernières émissions résiduelles plus difficilement abattables.

=

OBJECTIF NET ZÉRO CARBONE 2045 D'ENGIE

ET

Éviter les émissions de GES des clients grâce aux solutions d'ENGIE
Accompagner la décarbonation des clients pour leur permettre de réduire leurs émissions de GES.

[E1-1 14, 15] En lien avec sa raison d'être, ENGIE a mis en place un plan de transition pour l'atténuation du changement climatique qui permet d'assurer que sa stratégie et son modèle d'affaires sont compatibles avec l'Accord de Paris, de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone mondiale d'ici 2050 ainsi que de limiter son exposition aux combustibles fossiles. Ce dernier a été actualisé en décembre 2024 et validé par le Conseil d'Administration d'ENGIE.

La stratégie de décarbonation d'ENGIE repose sur trois piliers "Réduire", "Absorber" et "Éviter" avec pour cible le Net Zéro 2045 sur l'ensemble de sa chaîne de valeur (scopes 1, 2 et 3). Toutes les cibles sont présentées dans la Section 3.1.2.1.4.

Le plan de transition d'ENGIE consiste en une transformation de certains de ses cœurs de métiers représentant des risques matériels pour l'environnement et l'entreprise elle-même. Ainsi ENGIE a par exemple cédé en 2017 ses activités d'exploration & production de combustibles fossiles (E&P). Au cours de la même année, le Groupe a également arrêté la vente de charbon et prévoit de sortir de l'utilisation du charbon en 2025 en Europe continentale et 2027 dans le monde et, de manière plus générale, prévoit de sortir progressivement des énergies fossiles d'ici à 2045. En parallèle, ENGIE a réorienté son mix énergétique en investissant massivement dans le développement des énergies renouvelables.

La trajectoire des émissions

[E1-1 16a] Les différentes cibles du Groupe lui permettent d'avoir une trajectoire compatible avec l'Accord de Paris, comme le confirment les évaluations de la *Science Based Targets initiative (SBTi)*, de la *Transition Pathway Initiative* ou de Moody's (voir Section 3.1.2.1.4). La communication sur cette compatibilité reste complexe de par la diversité des notations, sans référentiel partagé par l'ensemble de la communauté internationale.

Le plan d'actions

[E1-1 16b] Afin d'atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES, le Groupe a mis en place un plan d'actions détaillées d'atténuation du changement climatique, présenté dans la Section 3.1.2.1.4 pour l'atténuation et la Section 3.1.2.1.5 pour l'adaptation.

Les investissements du Groupe alloués à la mise en œuvre de ces plans d'actions seront principalement financés par l'émission d'obligations vertes.

Les investissements

[E1-1 16c] En appliquant aux investissements de croissance du Groupe (voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") les critères techniques d'alignement de la taxonomie européenne, le montant des investissements alloués au plan d'actions s'élève à 6 milliards d'euros en 2024.

[E1-1 16e] ENGIE s'engage à aligner l'ensemble de ses investissements avec sa stratégie de décarbonation et notamment son plan de transition. À noter que le plan de CAPEX de croissance du Groupe entre 2025 et 2027 prévoit 21 à 24 milliards d'euros sur la période 2025 à 2027 et est aligné à 82% avec la taxonomie verte européenne.

[E1-1 16f] Le montant de CAPEX investis en 2024 dans les activités économiques liées au gaz s'élève à 1 milliard d'euros et concerne la GBU Infrastructures et la GBU FlexGen.

[E1-1 16d] Compte tenu de ses activités, le Groupe dispose "d'émissions verrouillées" au sens de la Norme. C'est notamment le cas de ses centrales thermiques fossiles :

- le Groupe s'est engagé à sortir complètement ses activités charbon d'ici 2027, selon l'ordre de priorité : clôture > conversion > vente. L'enjeu majeur est de réussir cette sortie anticipée d'une manière juste et équitable pour les populations, les territoires et leurs infrastructures énergétiques. À la fin de l'année 2024, il ne reste plus que 2 GW de centrales au charbon dans le Groupe ;
- la transition des centrales à gaz est plus progressive et ne nécessite pas de sortie anticipée. En effet, la stratégie du Groupe et ses objectifs climatiques sont construits sur les dates légales de fin d'opérations des centrales (au plus tard 2045) et ne prévoient qu'un renouvellement partiel du parc thermique. Par ailleurs, tous les futurs actifs intègreront un plan explicite de décarbonation totale avant 2045 (capture carbone, biomasse, hydrogène). Les objectifs de réduction ne sont donc pas à risque.

Le Groupe dispose également d'émissions potentiellement verrouillées en lien avec ses infrastructures gazières régulées (telles que le transport et la distribution du gaz) : elles correspondent aux émissions de méthane mais aussi au fonctionnement des installations. ENGIE possède en effet des entités régulées dont le Groupe exploite les actifs pour le compte de certains États (notamment en France et en Roumanie) qui déterminent la stratégie de décarbonation. L'ensemble des émissions liées aux infrastructures gazières représente 0,6% du bilan carbone du Groupe.

[E1-1 16g] ENGIE se situe en dessous des seuils des critères d'exclusion définis dans les indices de référence "Accord de Paris", comme indiqué aux articles 12.1 (d) à (g) et 12.2 du Règlement délégué (UE) 2020/1818 de la Commission européenne (règlement sur les normes de référence climatiques).

Les processus Groupe

[E1-1 16h] Afin d'atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES, le Groupe a engagé une transformation qui lui a permis de passer d'une logique de *reporting* à une approche par le pilotage de la performance et ainsi conduire un changement opérationnel à grande échelle. Pour cela, ENGIE a développé des outils de pilotage stratégiques et financiers suivants.

1) **Définition des objectifs CO_2 Groupe :** le management d'ENGIE a attribué des limites à ne pas dépasser sur les principaux postes d'émissions de GES de ses activités (génération d'énergie, ventes de combustible et d'énergie). Elles sont jalonnées sur l'ensemble de la trajectoire Net Zéro du Groupe (2025 et 2030) et allouées à chaque *Global Business Unit* (GBU).
2) **Attribution et pilotage des budgets CO_2 (en lien avec le plan financier) :** depuis 2021, le Groupe a intégré des éléments extra-financiers à son Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) permettant l'attribution des budgets CO_2. Les GBU élaborent leur stratégie opérationnelle de décarbonation de telle sorte à ne pas dépasser les limites fixées (budget N+1, N+3 et au-delà, 2030, 2035 et 2040). Depuis 2023, un pilotage infra-annuel des émissions est réalisé via une remontée trimestrielle de certains indicateurs de GES. Il est intégré au dialogue managérial sur la performance opérationnelle et financière via les *Quarterly Business Reviews* (QBR).
3) **Intégration du CO_2 dans le pilotage des investissements :** chaque décision d'investissement doit être prise en respectant les budgets carbone attribués aux GBU. Pour cela, le Groupe a développé un outil de pilotage du budget CO_2 de manière analogue au pilotage du budget de CAPEX. Il permet de suivre le budget CO_2 restant sur l'année courante et le moyen terme afin de ne pas dépasser les limites fixées. De plus, un prix du CO_2 est intégré aux éléments financiers du dossier. Celui-ci est basé sur les évolutions du prix du carbone selon les scénarios internes de décarbonation du marché.

Focus sur le pilotage des objectifs GES à moyen terme

Un modèle de projection granulaire basé sur une connaissance approfondie de la performance opérationnelle du Groupe

Une projection à 2045 des activités de production et de vente d'énergie du Groupe via la consolidation des indicateurs suivants :


Émissions de GES **(kt CO_2 éq.)**


Électricité et chaleur générée, consommée et vendue **(MWH éq. elec)**

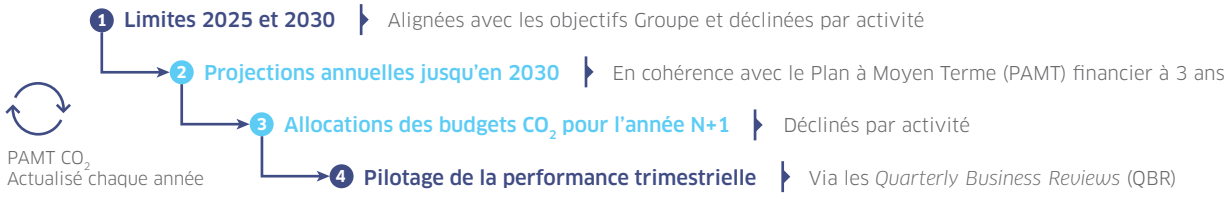

Estimation des achats de biens et services, et des émissions de méthane


Combustibles consommés et vendus **(MWh PCS)**


Capacités électriques **(MW)**

- **basée sur des hypothèses opérationnelles communes à l'ensemble du Groupe, alignées avec les projections financières, le tout couplé à des scénarios internes de décarbonation du marché ;**
- **à la maille de chaque entité de vente et de chaque actif de génération (en fonction de leur technologie, des facteurs de charge, du pays, de la méthode de consolidation, etc.).**

Un processus de pilotage fiabilisé permettant de sécuriser l'exécution de la stratégie Climat du Groupe :



La gouvernance

[E1-1 16i] La gouvernance climat est présentée dans la Section 3.1.2.1.2.

Les progrès du plan d'actions

[E1-1 16j] Les progrès du plan d'actions d'atténuation sont présentés dans la Section 3.1.2.1.4.

3.1.2.1.4 Enjeu atténuation du changement climatique et transition énergétique [E1-3, E1-4, E1-7, E1-8]

Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique [E1-3]

[E1-3 26, 29] Pour chaque action, le champ d'application est le périmètre consolidé ainsi que les entités comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence. Les investissements sur le plan d'actions sont disponibles dans la Section 3.1.2.1.3.

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
A1. Arrêter l'utilisation du charbon • Arrêt de la production d'énergie à partir du charbon d'ici 2025 en Europe continentale et 2027 Monde, selon le *merit order* suivant : fermeture, conversion et enfin vente des centrales charbon ; • Arrêt des ventes de charbon depuis 2019.	Action menée en 2024	• Réduire les émissions de GES	2027
A2. Réduire et décarboner la consommation et les ventes de gaz, tout en produisant des gaz renouvelables et décarbonés • Production de biométhane (10 TWh en 2030) et d'hydrogène (4 GW en 2035) ; • Réduction des volumes consommés par les centrales thermiques gaz (réduction des facteurs de charge et du parc) et les ventes de gaz ; • Décarbonation des centrales thermiques gaz restantes, principalement sur la période 2030 - 2045 (biomasse, biométhane, H_2, CCS) ; • Ventes de biométhane et d'hydrogène.	Action menée en 2024	• Réduire les émissions de GES • Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045
A3. Décarboner la production, les ventes et la consommation d'électricité et de chaleur • Production d'électricité renouvelable (95 GW en 2030, incl. le stockage) ; • Production de chaleur renouvelable, décarbonée ou de récupération (20 TWh en 2030) ; • Ventes d'électricité renouvelable et décarbonée (300 TWh de ventes d'électricité en 2030 (B2B et B2C)).	Action menée en 2024	• Réduire les émissions de GES • Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045
A4. Accompagner la transition des infrastructures énergétiques • Transition des infrastructures gazières existantes : réduction des émissions de méthane et injection de biométhane (50 TWh connecté en 2030) ; • Développement des infrastructures électriques (10 000 km en 2030) ; • Développement de la flexibilité de l'offre énergétique : batteries et pompage turbinage (95 GW en 2030, incluant la production), et OCGT ; • Développement des infrastructures de mobilité bas-carbone et des technologies bas carbone (dessalement, pompes à chaleur).	Action menée en 2024	• Réduire les émissions de GES • Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045
A5. Accompagner les clients dans la décarbonation de leurs activités • Accompagnement des clients du Groupe sur l'efficacité énergétique, la sobriété énergétique et la flexibilité de la demande énergétique (pilotage de la demande, BESS décentralisée).	Action menée en 2024	• Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045

Cibles liées à l'atténuation du changement climatique [E1-4]

Présentation des cibles

[E1-4 AR31, 34] Le Groupe s'est fixé les cibles suivantes :

	2017	2024	Couverture 2024	GBU concernées	Leviers de décarbonation	2030	2035	2040
CIBLES GLOBALES GROUPE								
#1 Émissions totales de GES, scopes 1,2 (*location-based*) et 3 *(en Mt CO_2 éq.)* [(1)]	265 Mt CO_2 éq.	157 Mt CO_2 éq. *-41% vs 2017*	Total : 100% Scope 1, 2, 3 : 100%	Groupe ENGIE	Ensemble des leviers E1-3	120/140	80/110	40/70
#2 Accompagnement des clients : émissions évitées par des offres et services d'ENGIE *(Mt CO_2 éq.)*	n.a	36 Mt CO_2 éq.	n.a	Groupe ENGIE	A2/A3/A5	65/85	n.a	n.a
CIBLES SECTORIELLES GROUPE								
#3 Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 *(en Mt CO_2 éq.)* □□	107 Mt CO_2 éq.	48 Mt CO_2 éq. *-55% vs 2017*	Total : 31% Scope 1 : 93% Scope 3 : 18%	*Ren. & Flex Power et Local Energy Infra.*	A1/A2 /A3/A5	26/36	16/26	7/17
#4 Émissions de GES liées aux ventes de commodités (énergies [(2)] et combustibles [(3)]) scope 3.3.D et 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	104 Mt CO_2 éq.	82 Mt CO_2 éq. -21% vs 2017	Total : 52% Scope 3 : 61%	Principalement *Supply & Energy Management*	A1/A2 /A3/A5	63/83	37/57	12/32
#4.A Dont émissions liées aux ventes de combustibles, scope 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	Dont 78 Mt CO_2 éq.	Dont 53 Mt CO_2 éq. *-32% vs 2017*	Total : 33% Scope 3 : 39%			36/46	22/32	7/17
#5 Émissions de méthane des infrastructures gaz, scope 1 *(en Mt CO_2 éq.)*	2 Mt CO_2 éq.	1 Mt CO_2 éq. -57% vs 2017	Total : 1% Scope 1 : 5%	Infrastructures	A4	-50% vs 2017	n.a	n.a

	2017	2024	Échéance	Objectif
AUTRES CIBLES				
Net Zero Carbone Groupe, scopes 1, 2 et 3 *(Mt CO_2 éq.)* [(1)]	265 Mt CO_2 éq.	157 Mt CO_2 éq.	2045	Réduction des émissions de -90% et neutralisation des émissions résiduelles
Neutralisation des émissions liées aux pratiques de travail *(Mt CO_2 éq.)*	n.a	0,32 Mt CO_2 éq.	2030	neutralisation de toutes les émissions résiduelles
Part des capacités renouvelables dans le mix de production d'électricité (@100% et hors stockage d'énergie) [(4)] □□	23%	43%	2030	58%/66%
Part des top 250 fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés SBT	n.a	44%	2030	100% des top 250 fournisseurs

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

(1) *Émissions de GES de scope 1 et de scope 2 (location based) vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

(2) *Énergies : principalement électricité, mais aussi chaleur et froid.*

(3) *Combustibles : principalement gaz, mais aussi biomasse.*

(4) *Pour calculer cet indicateur, le Groupe consolide les capacités nettes de toutes ses installations de production, à l'exception des installations solaires et éoliennes centralisées qui sont en capacités brutes. Les capacités sont exprimées @100% y compris pour les mises en équivalence. Par ailleurs, cet indicateur exclut toutes les capacités de stockage d'énergie (batteries ou stockage hydraulique par pompage-turbinage). Les capacités nucléaires ne sont pas considérées comme renouvelables.*

[E1-4 33] La définition des cibles est rendue possible grâce à la mise à jour annuelle des projections des émissions de GES intégrées au plan à moyen terme financier. Les objectifs sont revus et, au besoin, mis à jour, tous les trois ans dans le cadre l'engagement du Groupe vis-à-vis de l'Assemblée Générale *(Say On Climate)*.

Le Groupe a récemment fixé un nouvel objectif **#4** sur l'empreinte carbone des ventes de commodités (Scope 3.3.D & 3.11). Celui-ci permet notamment de prendre en compte les émissions de GES liées à la production d'électricité et de chaleur achetée pour la revente aux clients finals, poste d'émissions dépendant fortement de la décarbonation des réseaux et donc moins à la main d'ENGIE. Afin d'être cohérent avec la volonté d'accompagner l'électrification des usages, le Groupe se laisse donc la possibilité d'accélérer la réduction des ventes de gaz pour vendre plus d'électricité. L'objectif historique **#4.A** sur l'empreinte carbone de l'usage des produits vendus (ventes de combustibles- scope 3.11) reste quant à lui maintenu afin d'assurer l'engagement sur les ventes de gaz.

[E1-4 34b, AR23, AR24] Les objectifs de réduction d'émissions de GES couvrent 100% du bilan GES (scope 1, 2 & 3) d'ENGIE en 2024. Ce bilan est aligné avec la méthodologie du GHG Protocol et est audité depuis l'exercice 2024 dans sa globalité. À noter que le scope 1 est audité en assurance raisonnable depuis 2013, le scope 2 depuis 2021. Par ailleurs, ces engagements sont basés sur des objectifs de réduction d'émissions brutes et ne prennent pas en compte la compensation carbone ou les absorptions carbone au sein de la chaîne de valeur d'ENGIE. Les objectifs en intensité sont en gCO_2 éq./kWh. Les objectifs couvrent 100% de l'empreinte carbone du Groupe, scope 1, 2 et 3 ainsi que tous les types de GES (CO_2, CH_4, N_2O, HFCs, PFCs, SF_6, NF_3). Les objectifs scope 2 sont à considérer selon une comptabilité carbone en *location-based*.

[E1-4 AR25] Les émissions en 2017 sont brutes et sans travaux de normalisation (exemple : effets températures). Afin de maintenir la représentativité de l'année de référence, le Groupe opère un retraitement de cette dernière :

- à chaque changement de facteurs d'émissions ;
- pour les changements de méthodologie, et si les données sources le permettent ;
- pour chaque acquisition ou cession individuelle où le volume d'émissions est >5% de l'année de référence.

À titre d'information, entre 2017 et 2024, le montant cumulé des cessions représente 30,5 Mt CO_2 éq soit 12% du total des émissions du groupe en 2017. En prenant les émissions des installations cédées concernées pour l'année précédant leur cession, le montant cumulé des cessions s'établit à 19 Mt CO_2 éq soit 7% du total des émissions du Groupe pour l'année de référence 2017.

À noter qu'actuellement, seul le scope 3 lié aux achats n'a pas pu être retraité sur 2017 suite à l'application en 2024 de facteurs d'émission et de catégories d'achats plus granulaires que précédemment (les données sources n'étant pas disponibles avec le niveau de granulométrie requis pour l'application de facteurs d'émission plus détaillés). À titre d'information, l'impact de l'évolution des facteurs d'émission et de la granulométrie des catégories d'achats a été estimé à une baisse de 43% sur les données publiées en 2023 sur le total scope 3.1 et scope 3.2 (de 8,9 Mt CO_2 eq à 3,9 Mt CO_2 eq).

Évaluation des trajectoires climatiques

[E1-4 34e] Les objectifs de réduction des émissions de GES d'ENGIE sont basés sur la science et sont compatibles avec une trajectoire 1,5°C ou *Well-below 2°C* en fonction des évaluations. Le pilotage des trajectoires via l'attribution de budgets CO_2 en absolue et en intensité aux GBU du Groupe ainsi que leur prise en compte dans les décisions d'investissements permettent de gérer le risque d'évolution de la trajectoire des émissions de GES liées à d'éventuels futurs développements. À noter que toutes les évaluations présentées ci-dessous ont été menées sur la base des anciens objectifs climat du Groupe

Détails sur la certification SBTi : Les objectifs du plan de transition d'ENGIE sont certifiés *Well-below 2 °C* depuis début 2023 par la SBTi), après une première certification 2 °C en 2020. Les objectifs, sur la période 2017 - 2030, sont :

1) -66% de l'intensité carbone de la production et la consommation d'énergie (scopes 1 et 2). Le calcul est :

$$\text{Intensité} = \left(\frac{\text{scope 1 (génération d'énergie)} + \text{scope 2 (location-based)}}{\text{volume (génération d'énergie en scope 1)} \quad \text{volume (consommé en scope 1)}} \right)$$

2) -56% de l'intensité carbone des ventes d'énergie produites et achetées (scopes 1, 3.3.D, 3.15). Le calcul est :

$$\text{Intensité} = \left(\frac{\text{scope 1 \& 3 (génération d'énergie)} + \text{scope 3 (Ventes d'énergie nettes)}}{\text{volume (génération d'énergie en scope 1 \& 3)} \quad \text{volume (Ventes d'énergie nettes)}} \right)$$

3) -32.5% d'autres émissions de GES, incluant le scope 3 des achats, des biens immobilisés et la chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité (scopes 3.1, 3.2, 3.3.A et B).

Il convient de noter qu'ENGIE a retenu un objectif de réduction de l'intensité carbone liée à la génération et consommation d'énergie (scopes 1 et 2) qui va au-delà des exigences SBTi avec un engagement de -66% au lieu de -55%.

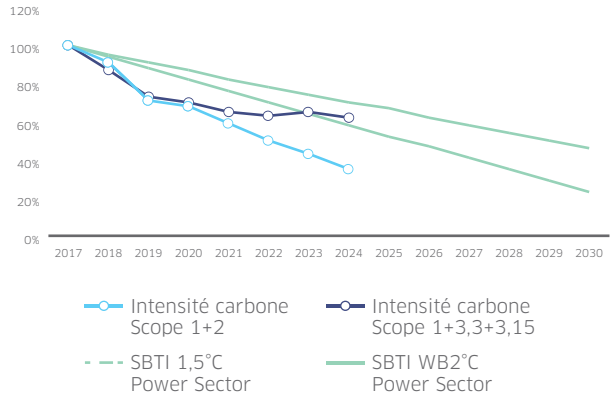
Le rapport d'avancement sur les objectifs de la certification *Well-below 2 °C* sont disponibles ci-dessous :

	Baseyear 2017	Résultat 2024	Objectif 2030
#1	304 g CO_2 éq. /kWh	-64% 107 g CO_2 éq./kWh	-66% 103 g CO_2 éq./kWh
#2	327 g CO_2 éq. /kWh	-38% 202 gCO_2 éq./kWh	-56% 143 g CO_2 éq./kWh
#3	132 Mt CO_2 éq.	-35% 86 Mt CO_2 éq.	-32,5% 89 Mt CO_2 éq.

Être aligné 1,5 °C selon la guidance *Power* de la SBTi supposerait de fixer la réduction de l'intensité carbone de la production d'énergie du Groupe à 78% vs 66% actuellement sur la période 2017-2030. À une si brève échéance, un tel ratio supposerait la vente de nombreux actifs thermiques en Europe qui, s'ils étaient fermés, mettraient en péril la sécurité du système électrique auquel ils sont raccordés. Ils continueront donc à émettre des gaz à effet de serre et ENGIE a fait le choix de ne pas céder ces actifs européens pour s'engager dans leur décarbonation. ENGIE est en capacité de décarboner ces actifs compte tenu de son positionnement dans les technologies de gaz renouvelables. Sur les ventes d'énergie, la trajectoire 1,5 °C nécessiterait d'augmenter l'objectif de réduction lié aux ventes d'énergie (électricité et chaleur) de -56% à environ -80% entre 2017 et 2030.

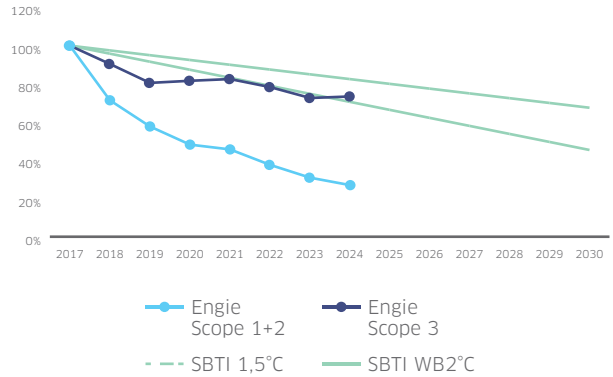
À noter qu'en 2024, le Groupe a appliqué un changement méthodologique sur le calcul des objectifs pour s'aligner avec les pratiques de place. Ainsi, le coefficient de conversion de l'énergie thermique à l'énergie électrique a été ramené de 0,61 à 1. Les facteurs d'émissions ont aussi évolués. Pour comparaison par rapport à l'année dernière, les valeurs 2017 des objectifs SBTI avant ces évolutions étaient de 331 gCO_2 éq./kWh (#1), 346 gCO_2 éq./kWh (#2) et 126 Mt CO_2éq.(#3). Les valeurs 2024 présentées tiennent compte de cette évolution ainsi que des éléments de la production d'énergie présentés en Section 3.1.2.1.6. Indicateurs climatiques à la référence [E1-5 39].

Guidance secteur *Power* sbti, intensité GES *(g CO_2 éq./kWh)*



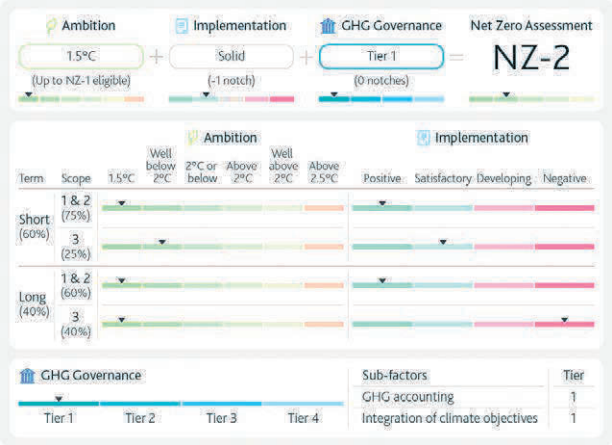
À noter qu'ENGIE appartient à la fois aux secteurs *Power* et *Oil & Gas* (pour ses activités d'infrastructures et de ventes de gaz représentant environ 35% des émissions totales du Groupe en 2024), pour lequel la guidance sectorielle n'a pas encore été publiée. Au-delà de la guidance *Power,* le Groupe répond aux critères d'une trajectoire 1.5°C de la *guidance* globale - tous secteurs confondus (réduction de 4,2% / an).

Guidance globale sbti, émissions ges absolues *(Mt CO_2 éq.)*



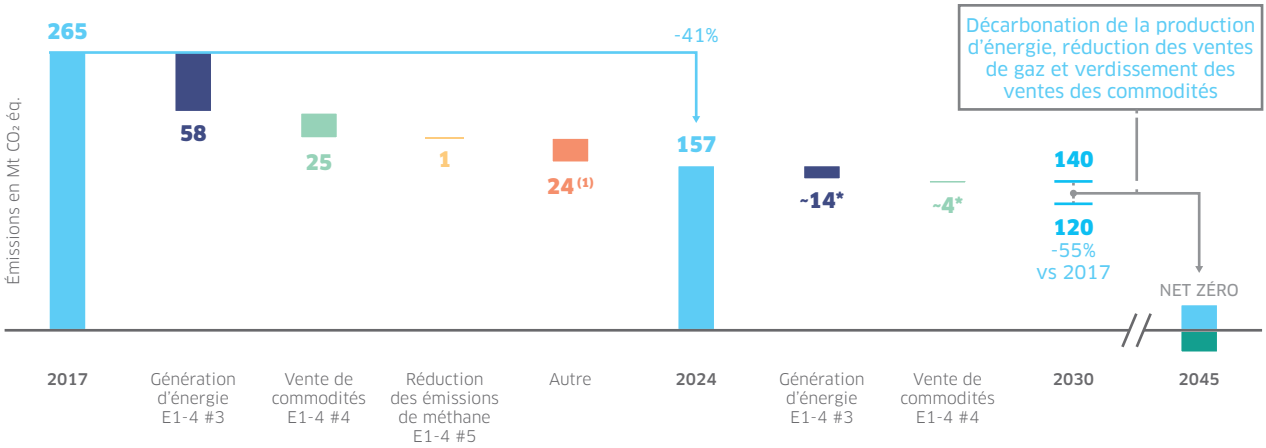
Détails sur l'évaluation *Transition Pathway Initiative* : La *Transition Pathway Initiative* (TPI), partenaire de la Climate Action 100+, considère aussi le Groupe comme aligné 1,5 °C à l'horizon 2030 (analyse basée sur le scénario Net Zero Émissions de l'Agence Internationale de l'Energie). Au-delà de 2030, la TPI considère qu'ENGIE suit une trajectoire *Well-below 2 °C*. Comme pour la SBTi, cet écart d'alignement avec le scenario 1,5°C vient du fait qu'ENGIE fait aussi partie du secteur *Oil & Gas* dont les objectifs d'atteinte du *Net Zéro* sont de 2050 selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

Détails sur l'évaluation Moody's : Moody's a évalué le plan de transition d'ENGIE avec la note NZ-2, correspondant à une ambition alignée avec une trajectoire 1,5 °C et un niveau solide sur l'implémentation des objectifs. Une synthèse de l'évaluation est disponible ci-dessous, le rapport complet étant par ailleurs sur le site de Moody's (https://ratings.moodys.io/products/nza).



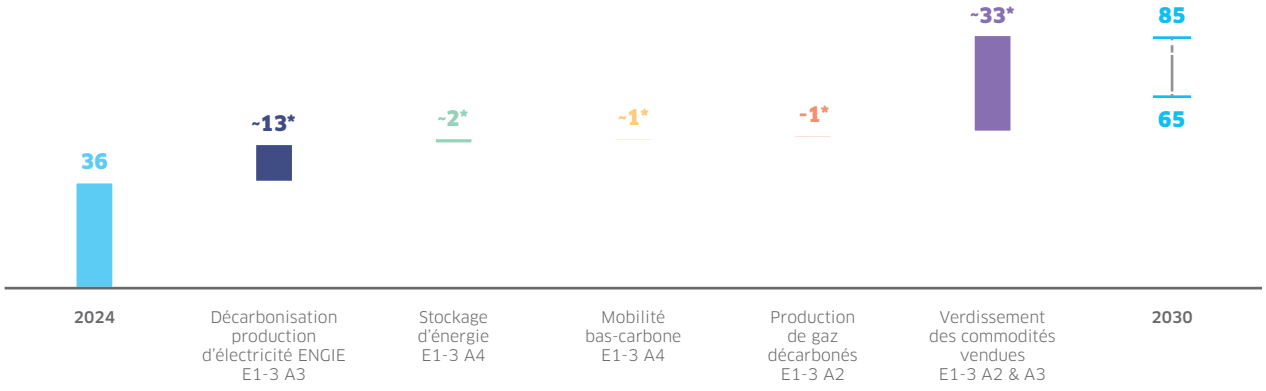
Rapport de progrès sur les cibles

Cibles #1 : évolution des émissions de GES totales à 2030

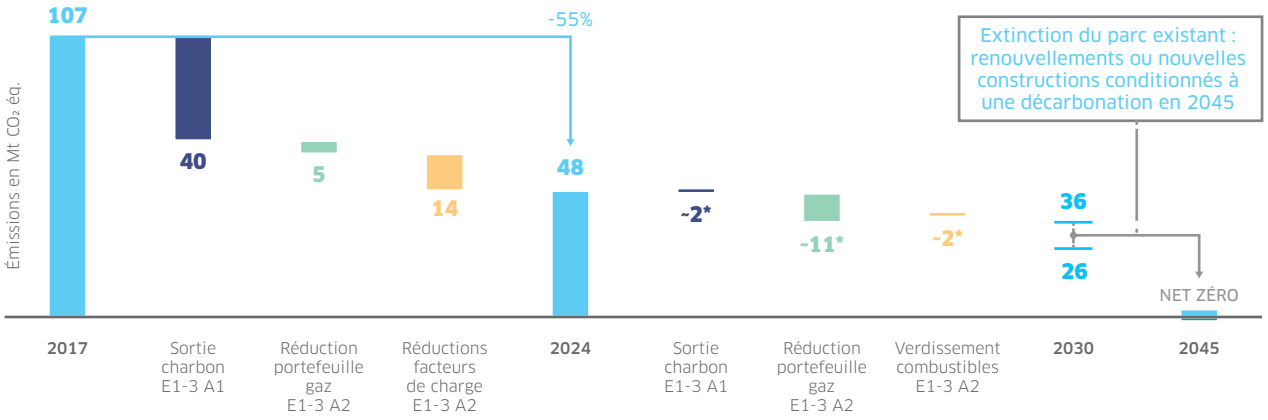


(1) Cette évolution inclut une réduction de 13 Mt CO_2e sur la chaîne amont des achats de combustible (catégorie 3.3.A) car moins de charbon et gaz consommés; de 12 Mt CO_2e sur les chaîne amont des achats de produits et services (catégories 3.1 et 3.2) car moins de volumes d'achat et un changement méthodologique; et de 1 Mt CO_2e sur le scope 1. À noter que cette évolution inclut une augmentation 3 Mt CO_2 sur la production d'électricité achetée pour la revente aux clients finals (3.3.D.).

Cibles #2 : évolution des émissions évitées à 2030

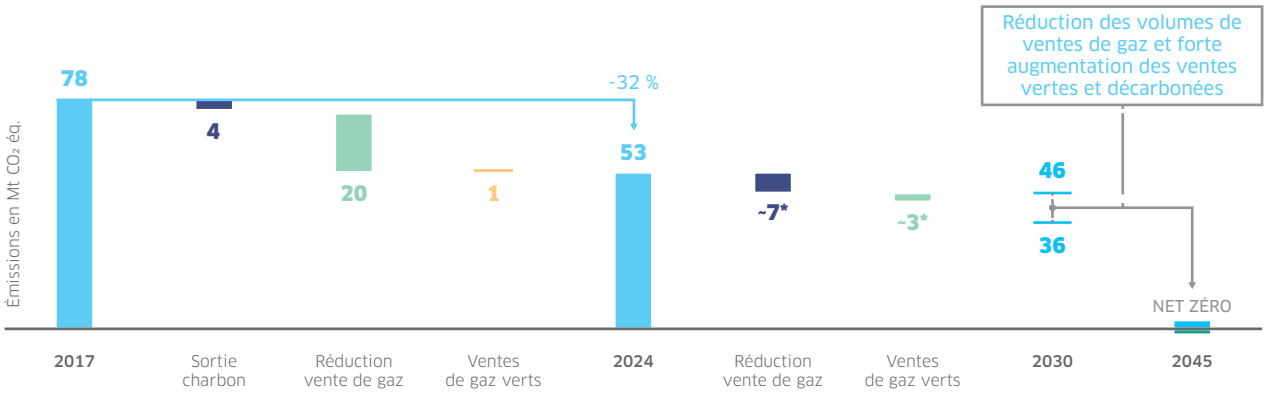


Cible #3 : évolution des émissions de GES liées à la production d'énergie à 2030 (scope 1 et 3.15)



* *Ces données sont des estimations prospectives mises à jour annuellement lors du Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT). Elles n'ont pas valeur d'objectif et sont partagées dans une démarche de transparence du Groupe vis-à-vis de l'externe.*

Cible #4A : évolution des émissions des GES liées à la vente de combustibles (énergies et combustibles) à 2030 (scope 3.11)



* *Ces données sont des estimations prospectives mises à jour annuellement lors du PAMT. Elles n'ont pas valeur d'objectif et sont partagées dans une démarche de transparence du Groupe vis-à-vis de l'externe.*

Informations non matérielles mais importantes pour le Groupe

Cible #5 : réduire les émissions de méthane des infrastructures gaz (scope 1)

Les émissions de méthane des infrastructures gaz représentent environ moins de 1% du bilan carbone (5% du scope 1) et sont par conséquent considérées comme non matérielles. Elles sont liées aux infrastructures gaz contrôlées ou opérées par le Groupe et sont principalement dues aux procédures de sécurité de mises à l'évent. 2024 marque une avancée majeure en Amérique Latine avec l'adhésion de nos entités Mejillones au Chili, TAG au Brésil et les DSO & TSO au Mexique à l'OGMP 2.0 (Oil & Gaz Methane Partnership, initiative gérée par le Programme des Nations unies pour l'Environnement, qui vise à minimiser les émissions de méthane et partager un cadre de *reporting* reconnu internationalement). Elles rejoignent ainsi nos entités Françaises (GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy) et Roumaine (Distrigaz Sud Retele) déjà engagées dans cette initiative.

Au-delà des engagements de ces entités, ENGIE se donne comme objectif global de réduire de 50% les émissions de méthane liées à ses infrastructures gaz (transport, distribution, terminaux méthaniers et stockage) consolidées dans le monde entre 2017 et 2030.

Oil & Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP) visant à réduire les émissions de méthane

GRDF	**Intensité de CH_4 (1) de 0,125%** d'ici à 2025
GRTgaz	**-80% d'émissions de CH_4** en 2025 par rapport à 2016
storengy	**-40% d'émissions de CH_4 en France ; -45% au Royaume-Uni ; -35% en Allemagne** en 2025 par rapport à 2016
elengy	**-30% d'émissions de CH_4** en 2025 par rapport à 2015
DISTRIGAZ SUD RETELE	**Intensité de CH_4 (1) de 0,093%** d'ici à 2028
mejillones	**-40% d'émissions de CH_4** entre 2023 et 2028
TAG ENGIE	**ENGIE Mexico est membre OGMP**

(1) *Émissions de CH_4/volume de gaz distribué.*

Projets d'absorption et d'atténuation des GES financés au moyen de crédits carbone [E1-7]

Récapitulatif des objectifs

[E1-7 61] ENGIE s'est engagé en mai 2021 à être Net Zéro sur ses trois scopes d'ici à 2045 en réduisant d'abord ses émissions de GES d'au moins 90% puis en contribuant à l'accroissement des puits de carbone au sein et au-delà de sa chaîne de valeur afin de neutraliser ses émissions résiduelles. Le Groupe s'est par ailleurs engagé à être Net Zéro sur ses pratiques de travail.

Pour rappel, toutes les cibles de réductions d'émissions de GES sont à comprendre en émissions brutes (émissions induites séparées des émissions séquestrées). De manière générale, le recours à la compensation ne remettra pas en question l'atteinte des objectifs de réduction des émissions.

Les solutions envisagées

[E1-7 57] À court terme (2030), le Groupe utilisera principalement des crédits carbone de solutions de séquestration carbone fondées sur la nature (telles que l'afforestation, la reforestation, l'agriculture régénératrice ou les mangroves). Les crédits carbone utilisent des standards reconnus (tels que Gold Standard & Verra VCS) et appliquent la réglementation en vigueur dans les pays où ils sont utilisés. Plusieurs contrats d'approvisionnement sont en discussion mais aucun n'a été signé à ce stade.

À plus long terme (2045), ENGIE s'appuiera en majorité sur des solutions technologiques d'émissions négatives du fait de son intégration au sein de la chaîne de valeur de la production d'énergie. Étant donné son métier d'énergéticien, le Groupe disposera en effet de volumes très conséquents de CO_2 biogénique. Par exemple, les technologies de capture de carbone à base de bioénergie (BE-CCS) comme la capture et la séquestration du CO_2 biogénique dans les méthaniseurs ou dans les centrales thermiques fonctionnant à la biomasse (biogaz, biométhane ou bois).

Les résultats 2024

[E1-7 56, 57, 58, 59] En 2024, le Groupe n'a pas généré de séquestration et stockage carbone dans ses opérations ou dans sa chaîne de valeur. Il a cependant annulé 1 721 t CO_2 de crédits carbone pour son propre compte. Les volumes significatifs commenceront à partir de 2030, pour délivrer l'objectif Net Zéro sur les pratiques de travail.

À noter que le Groupe annule aussi des crédits pour le compte de ses clients, souvent via des offres de produits compensés. Dans ces cas, le Groupe respecte bien l'ensemble des règlementations locales.

Total des absorptions carbone d'ENGIE et reversal associé 2024	**0 kt CO_2**
Total des crédits carbone utilisés en 2024 pour le compte d'ENGIE	**1721 t CO_2**
dont crédits de type absorption carbone	2,9%
dont crédits de type émissions évitées	97,1%
dont crédits reconnus utilisant des standards de qualités (1)	100%
dont crédits émis en Europe	0%

(1) Gold Standard & Verra VCS, Label Bas Carbone etc.

Tarification interne du carbone [E1-8]

[E1-8 62, 63] Le Groupe dispose de deux mécanismes liés au prix du carbone qui sont décrits ci-après.

Prise en compte des prix des quotas (notamment EU ETS en Europe) lors des modélisations de l'évolution du système énergétique européen à 2050. Ces derniers ont un impact direct sur les projections de prix de l'énergie qui sont au cœur de toutes les décisions stratégiques, budgétaires et d'investissements du Groupe en Europe. En particulier, pour les tests de dépréciation réalisés annuellement sur les actifs du Groupe, les valeurs recouvrables dans les états financiers sont déterminées à partir des projections des flux monétaires futur (voirNote 13.4 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidées"). Ces derniers se basent sur les projections de prix de l'énergie, lesquels utilisent le prix carbone comme hypothèse centrale (valeur spot au 31/12/2024 de 73 €/t). Le tableau ci-dessous synthétise par ailleurs la part des émissions du Groupe couverte par les quotas EU ETS.

Quota EU ETS en 2024	
Taux de couverture des émissions de GES brutes scope 1	73%
Taux de couverture des émissions de GES brutes scope 2	0%
Taux de couverture des émissions de GES brutes scope 3	0%

Ajout d'une contribution interne carbone afin de financer la future absorption carbone nécessaire pour atteindre les objectifs Net Zéro du Groupe (à partir de 2030). Cette dernière mettra à contribution toutes les entités consolidées du Groupe, avec un financement au prorata de leurs émissions scopes 1, 2 et 3. Cette contribution commencera à partir de 2030 et évoluera en fonction du volume nécessaire de carbone à séquestrer et du prix d'acquisition de la séquestration carbone.

3.1.2.1.5 Enjeu adaptation au changement climatique

Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique [E1-3]

[E1-3 26 ,29] Pour chaque action, le champ d'application est le périmètre consolidé ainsi que les entités comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence.

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
A6. Assurer la résilience climatique du Groupe à un niveau stratégique Inclusion du risque climatique dans les critères de sélection du portefeuille géographique et technologique du Groupe (au niveau national et local)	Action à mener en 2025	Amélioration de la résilience climatique du Groupe à un niveau stratégique	2050
A7. Assurer la résilience des sites en local Analyse du risque climatique et mise en place de plans d'adaptation lorsque nécessaire pour l'ensemble des nouveaux projets et des sites existants (process BD et process ERM Adaptation)	Action menée en 2024	Amélioration de la résilience climatique du Groupe à un niveau local	2050

Cibles liées à l'adaptation au changement climatique [E1-4]

[E1-4 AR31 , 34a, b, c, d] Afin de répondre à ses impacts, risques et opportunités matériels vis-à-vis du changement climatique, le Groupe s'est fixé les cibles suivantes :

Les objectifs liés au déploiement des processus d'adaptation climatique au sein d'ENGIE	Objectifs	Horizon de l'objectif
Part des sites existants ayant fait l'objet d'une analyse des risques physiques	100%	2025
Part des sites existants soumis à un risque climatique matériel disposant d'un plan d'adaptation	100%	2026
Part des nouveaux projets avec seuil de validation Comex et Conseil d'Administration intégrant une analyse de risque climat avant décision d'investissement	100%	2026

3.1.2.1.6 Indicateurs climatiques [E1-5, E1-6]

Consommation d'énergie et mix énergétique [E1-5]

[E1-5 38] Les informations concernant la consommation d'énergie et le mix énergétique sont les suivantes :

Consommation d'énergie et mix énergétique (scope 1 et scope 2)	2024
1) Consommation de combustible provenant du charbon et des produits à base de charbon *(en MWh)*	4 678 871
2) Consommation de combustible provenant du pétrole brut et de produits pétroliers *(en MWh)*	2 409 059
3) Consommation de combustible provenant du gaz naturel *(en MWh)*	91 752 323
4) Consommation d'autres sources fossiles *(en MWh)*	8 608 255
5) Consommation d'électricité, de chaleur, de vapeur et de froid achetés ou acquis à partir de sources fossiles *(en MWh)*	3 516 089
6) Consommation totale d'énergie fossile *(en MWh)*	**110 964 597**
Part des sources fossiles dans la consommation totale d'énergie *(en %)*	52%
7) Consommation provenant de sources nucléaires *(en MWh)*	**87 394 100**
Part de la consommation provenant de sources nucléaires dans la consommation totale d'énergie *(en %)*	41%
8) Consommation de combustible provenant de sources renouvelables y compris la biomasse (comprenant également des déchets industriels et municipaux d'origine biologique, du biogaz, de l'hydrogène renouvelable, etc.) *(en MWh)*	8 375 517
9) Consommation d'électricité, de chaleur, de vapeur et de froid achetés ou acquis à partir de sources renouvelables *(en MWh)*	4 976 179
10) Consommation d'énergie renouvelable non combustible autoproduite *(en MWh)*	na
11) Consommation totale d'énergie renouvelable *(en MWh)*	**13 351 696**
Part des sources renouvelables dans la consommation totale d'énergie *(en %)*	6%
CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE *(en MWh)* □□	**211 710 393**

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

[E1-5 39] La ventilation entre la production d'énergie renouvelable et non renouvelable est la suivante :

	2024
Production d'énergie renouvelable - scope 1 *(en MWh)* □□	90 697 048
Production d'énergie renouvelable - scope 3 *(en MWh*	14 929 885
Production d'énergie non renouvelable - scope 1 *(en MWh)*	100 558 973
Production d'énergie non renouvelable - scope 3 *(en MWh)*	73 014 628

□□ *Vérifiée par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

[E1-5 40] L'intensité énergétique sur la base du produit net est la suivante

	2024
Consommation totale d'énergie *(en MWh)* □□	211 710 393
Chiffre d'affaires *(en millions)*	73 812
Intensité énergétique sur la base du chiffre d'affaires	2 868

□□ *Vérifiée par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

Émissions brutes de GES des scopes 1, 2, 3 et émissions totales de GES [E1-6]

[E1-6 44] À noter que l'ensemble des objectifs climat du Groupe sont détaillés dans la Section 3.1.2.1.4.

En Mt CO_2 éq	2017	2024
Émissions de GES scope 1 □□	**80 489 233**	**21 947 533**
Production d'énergie (1)	76 377 307	20 435 596
Infrastructures gaz	2 597 138	1 243 469
Émissions de méthane des infrastructures gaz	*2 252 850*	*960 448*
Autres émissions des infrastructures gaz	*344 288*	*283 021*
Autres activités	1 514 788	268 467
Pourcentage d'émissions de GES scope 1 résultant des systèmes d'échange de quotas d'émission réglementés	42%	73%
Émissions de GES scope 2		
Scope 2 – *Location-based* □□	926 480	502 325
Scope 2 – *Market-based*	na	808 754
Émissions significatives de GES scope 3	**183 634 772**	**134 715 937**
3.1 Achats de biens et de services	14 868 671	3 231 943
3.2 Biens d'investissement	2 947 153	1 789 419
3.3 Activités relevant des secteurs des combustibles et de l'énergie (non incluses dans les périmètres 1 et 2)	58 046 707	48 902 239
Chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité (3.3.A. / 3.3.B. / 3.3.C)	*32 010 577*	*19 519 425*
Production d'énergie achetée pour la revente aux clients finals (3.3.D.)	*26 036 130*	*29 382 814*
3.6 Voyages d'affaires	-	57 252
3.7 Déplacements domicile-travail des salariés	-	69 553
3.11 Utilisation des produits vendus (ventes de combustibles)	77 635 767	52 583 063
3.15 Investissements dans des entreprises mises en équivalence	30 136 474	28 082 468
Production d'énergie (1)	*30 136 474*	*27 818 655*
Autres activités	-	*263 813*
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *LOCATION-BASED*	**265 050 485**	**157 165 795**
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *MARKET-BASED*		**157 472 224**

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*
(1) *L'indicateur "Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 (en Mt CO2 éq.)" est vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

L'intensité carbone de la production d'énergie (scope 1) est de 106,8 kg CO_2 éq./MWh éq. en 2024 □□ (1).

[AR46j] Le Groupe a par ailleurs émis 3,4 Mt CO_2 biogénique en 2024 (scopes 1 et 3 confondus).

(1) □□ *Vérifiée par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

[E1-6 AR54] L'intensité des GES sur la base du chiffre d'affaires est la suivante :

	2017	2024
Émissions totales de GES *Location-based*	265 050 485	157 165 795
Émissions totales de GES *Market-based*	na	157 472 224
Total Chiffre d'affaires [1] *(en millions)*	65 029	73 812
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *LOCATION-BASED* *(EN TCO_2ÉQ.)*/CHIFFRE D'AFFAIRES *(EN MILLIONS D'EUROS)*	**4 000**	**2 129**
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *MARKET-BASED* *(EN TCO_2ÉQ.)*/CHIFFRE D'AFFAIRES *(EN MILLIONS D'EUROS)*		**2 133**

(1) Selon le chiffre d'affaires présenté dans la Note 7 de la Section 6.2.2. "Notes aux Comptes consolidés".

Eléments méthodologiques appliqués pour le calcul des émissions totales de GES du Groupe

[AR39a] Pour l'établissement du bilan des émissions de GES (scopes 1, 2 et 3), le Groupe s'appuie sur les principes, exigences et orientations du *GHG Protocol Corporate Standards* (version 2004) et la norme ISO 14064 (complétée par la norme ISO 14069).

[AR39b] Les principales hypothèses et éléments méthodologiques retenus dans l'établissement du bilan des émissions de GES du Groupe sont décrits ci-après pour chacun des scopes 1, 2 et 3.

[AR39c] Le bilan des émissions de GES du groupe inclut les émissions des gaz à effets de serre du Protocole de Kyoto : CO_2, CH_4, N_2O et gaz fluorés.

[AR39d] Le Potentiel de Réchauffement Global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre, par rapport au CO_2. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO_2 équivalents sont les derniers mis à jour et publiés par le *Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat* (GIEC), considérés sur une échelle de 100 ans.

Périmètre

[AR40] Le périmètre du reporting du bilan des émissions de GES du Groupe inclut le même périmètre de consolidation que les états financiers consolidés du Groupe, c'est-à-dire les filiales contrôlées (intégration globale à 100%) et activités conjointes à hauteur de la quote-part de détention de l'actif, à l'exception des entités des activités de trading ainsi que les titres des filiales non consolidées car non significatives en termes d'impact environnemental. Ce périmètre est complété par la contribution des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. (entreprises associées et coentreprises). À noter qu'il n'a pas été identifié de cas où ENGIE pourrait avoir le contrôle opérationnel selon l'interprétation des ESRS et du *GHG Protocol*, dans les entités non contrôlées par le Groupe.

[AR41] Les émissions de GES du Groupe sont présentées en détaillant pour le scope 1, les émissions liées à la production d'énergie et les émissions des infrastructures gaz et pour le scope 3, les émissions des activités des secteurs des combustibles et de l'énergie et l'utilisation des produits vendus (ventes de combustibles) en lien avec les activités du Groupe.

Scope 1

Émissions de scope 1 vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).

[AR43a] Les émissions de GES du Groupe pour le scope 1 regroupent les émissions liées à la combustion fixe et mobile, les émissions liées au process et les émissions fugitives. Les calculs des émissions s'appuient sur les données opérationnelles remontées par les installations sur les différents combustibles utilisés.

Le Groupe réalise des prestations de valorisation de gaz résiduels pour un client producteur d'acier, ArcelorMittal. Cette prestation permet de satisfaire en grande partie les besoins en électricité d'ArcelorMittal et réduit donc ses émissions de GES en évitant une importante consommation d'électricité du réseau : 100% des émissions sont inhérentes au processus de fabrication de l'acier. Au terme de ce processus, la réglementation impose en effet aux producteurs d'acier la combustion, généralement faite par torchage, des gaz résiduels. Le Groupe intervient dans ce processus uniquement pour en tirer une énergie autrement perdue en cas de torchage, en se substituant à ArcelorMittal pour la combustion mais sans générer d'émissions de GES supplémentaires. C'est pour cette raison que la méthodologie de reporting d'ArcelorMittal inclut la comptabilisation des émissions directes des centrales externes auxquelles les gaz résiduels sont livrés pour valorisation. Cet état de fait est confirmé par la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat et les décrets associés fixant des plafonds d'émission de gaz à effet de serre pour les centrales électriques à combustibles fossiles. En effet, le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 stipule que "Les émissions issues des gaz de récupération utilisés dans des installations de production d'électricité ne sont pas comptabilisées". Par conséquent, le Groupe exclut ces émissions de GES du scope 1, et les centrales DK6 en France et Knippegroen et Rodenhuize en Belgique ne rapportent plus d'émissions associées aux gaz sidérurgiques. S'agissant de gaz résiduels et non d'un combustible avec une chaîned'approvisionnement, le Groupe ne comptabilise pas d'émissions associées à une chaîne amont du combustible dans le scope 3. À l'exception des émissions de GES associées à la combustion de gaz sidérurgiques, l'ensemble des indicateurs environnementaux de ces entités est comptabilisé dans les données consolidées, tout comme leur production d'énergie qui rentre dans le calcul des émissions spécifiques du Groupe.

[AR43b] Les facteurs d'émissions utilisés sont calculés sur la base des facteurs d'émissions publiés par le GIEC (*IPCC Guidelines for National GHG Inventories, Vol. 2 Energy – 2006*).

[AR43c] Le Groupe intègre dans le reporting des émissions de GES les émissions biogéniques de CO_2 résultant de la combustion ou de la biodégradation de la biomasse et inclut les émissions d'autres types de GES, notamment le CH_4 et le N_2O.

[AR43d] Les émissions de GES reportées par le Groupe n'intègrent pas les absorptions ou les crédits carbone achetés, vendus ou transférés, ou les quotas de GES.

[AR43e] Pour les activités qui rentrent dans le cadre de la réglementation EU-ETS, les émissions reportées en scope 1 suivent la même méthodologie.

[AR44] Pour le calcul du pourcentage d'émissions de GES du scope 1 relevant de la réglementation EU-ETS présenté précédemment, le Groupe :

- prend en compte les émissions de GES des installations qu'il opère et qui relèvent de la réglementation EU-ETS ;
- inclut les émissions de CO_2, CH_4, N_2O et gaz fluorés ;
- suit les mêmes périodes de reporting annuel pour les émissions GES scope 1 et les émissions relevant de la réglementation EU-ETS ;
- calcule le pourcentage en appliquant la formule : (émissions de GES (en t CO_2 éq.) provenant des installations relevant de la réglementation EU-ETS + ETS nationales + hors EU ETS) / (total des émissions GES scope 1 en t CO_2 éq).

Scope 2

Émissions de scope 2 location based vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).

[AR45] Pour l'établissement du bilan des émissions de GES scope 2, le Groupe :

- s'appuie sur les principes, exigences et orientations du *GHG Protocol Corporate Standards* (document d'orientation scope 2 version 2015) ;
- inclut les achats d'électricité, de vapeur, de chaleur et de froid ;
- exclut du scope 2 les émissions reportées dans les scopes 1 et 3 pour éviter une double-comptabilisation ;
- applique pour les stations de pompage-turbinage les mêmes principes que pour les batteries conformément aux préconisations de la taxonomie européenne. Ainsi, la consommation d'électricité correspond à la différence entre l'électricité fournie par le réseau et celle restituée sur le réseau. Cette dernière n'est par conséquent pas comptabilisée dans la production d'électricité du Groupe ;
- applique pour le scope 2 les méthodologies *location-based* (quantification sur la base de facteurs d'émissions moyens de la production d'énergie pour des emplacements géographiques définis) et le *market-based* (quantification sur la base des émissions de GES émises par les producteurs auprès desquels le Groupe achète contractuellement de l'électricité groupée avec des instruments ou des instruments contractuels seuls) ;
- communique les émissions biogéniques de CO_2 résultant de la combustion ou de la biodégradation de biomasse séparément des émissions GES du scope 2 le cas échéant ;
- n'inclut pas dans le calcul des émissions GES de scope 2 les absorptions, les crédits carbone achetés, vendus ou tranférés, ou les quotas de GES.

Scope 3

[AR46] Pour l'établissement du bilan des émissions de GES scope 3, le Groupe :

- s'appuie sur les principes, exigences et orientations du *GHG Protocol Corporate Value Chain (scope 3) (Version 2011) et* décompose ses émissions totales de GES de scope 3 selon les 15 catégories définies par le *GHG Protocol* ;
- procède chaque année à la ré-évaluation des émissions de scope 3 pour chacune des catégories publiées ;
- identifie et publie les catégories significatives du scope 3 par rapport aux émissions totales de GES du Groupe et selon les critères définis par le *GHG Protocol* ;
- exclut du reporting du bilan carbone présenté pour le Groupe les catégories d'émissions de GES du scope 3 suivantes en raison de leur caractère non significatif par rapport au total des émissions de GES reportées par le Groupe ou non pertinent compte tenu du périmètre d'activité du Groupe :
  - Scope 3.4 "Transport de marchandises amont et distribution" ;
  - Scope 3.5 "Déchets produits lors de l'exploitation" ;
  - Scope 3.8 "Actifs en *leasing* amont" ;
  - Scope 3.9 "Transport de marchandises aval et distribution" ;
  - Scope 3.10 "Transformation des produits vendus" ;
  - Scope 3.12 "Fin de vie des produits vendus" ;
  - Scope 3.13 "Actifs en *leasing* aval" ;
  - Scope 3.14 "Franchises" ;
- précise ci-après les données sources utilsées :
  - Scope 3.1 "Achats de biens et de services" et scope 3.2 "Biens d'investissement" : ces deux catégories sont les seules à ne disposer d'aucune donnée primaire (3,7% du scope 3). Elles sont calculées sur la base des dépenses comptabilisées sur l'exercice annuel.
  - Scope 3.3 "Activités relevant des secteurs des combustibles et de l'énergie (non incluses dans les scopes 1 et 2)" : cette catégorie inclut la "Chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité (3.3.A, 3.3.B. et 3.3.C.)" et "Production d'électricité achetée pour la revente aux clients finals (3.3.D.)".
    - Pour "la chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité" : le Groupe utilise tous les volumes de combustibles consommés ou vendus des entités consolidées (combustions du scope 1 et ventes de la catégorie 3.11) ; ainsi que tous les volumes d'énergie consommés ou perdus des entités consolidées (scope 2).
    - Pour "la production d'énergie achetée pour la revente aux clients finals (3.3.D.)" : le Groupe utilise tous les volumes d'énergie (électricité, chaleur et froid) vendus aux clients finals, en séparent les types de commodités (renouvelable, décarboné ou provenant du réseau). Pour éviter des doubles comptage avec les émissions GES liées à la génération d'énergie, un *netting* par pays est effectué pour ne représenter que les émissions liées aux ventes de l'énergie qui n'a pas été produite par les installations du Groupe.

- Scope 3.6 “Voyages d'affaires” : les émissions de GES liées (transport en avion ou en train) sont calculées soit à partir des données d'émissions de GES fournies par les transporteurs concernés soit à partir de données estimatives si les données d'émissions des transporteurs ne sont pas disponibles. Le principal prestataire du Groupe a modifié les facteurs d'émissions utilisés en 2024 pour les catégories de vols *Domestic, Short Haul et Long haul* conduisant à une augmentation significative des émissions liées aux voyages aériens sur son périmètre. Les données collectées couvrent 97% des salariés du Groupe hors GEMS. Pour le périmètre GEMS, les données font l'objet d'une extrapolation car elles ne sont reportées que pour 73% des salariés de ce périmètre.
- Scope 3.7 “Déplacements domicile-travail des salariés” : les émissions de GES liées concernent les consommations d'énergie des différents moyens de transport utilisés par les salariés sur les trajets domicile-travail (à l'exclusion des véhicules détenus par l'entreprise pour lesquels les émissions de GES liées sont comptabilisées en scope 1). Ces émissions ne peuvent être mesurées de façon précise et les calculs sont basés sur des estimations réalisées à partir soit des données collectées sur les habitudes de transport des salariés (moyens de transport utilisés et distance) soit sur des données moyennes basées sur des benchmarks. Pour l'exercice 2024, les données collectées pour estimer le *commuting* correspondent à environ 70% du périmètre Groupe. Les données collectées ont donc été extrapolées pour être représentatives de l'entièreté du périmètre Groupe.
- Scope 3.11 “Utilisation des produits vendus (ventes de combustibles)” : le Groupe utilise les volumes de combustibles (gaz, biométhane, biomasse) vendus aux clients finals.
- Scope 3.15 “Investissements” : cette catégorie comprend les émissions de scope 1 et de scope 2 des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (entreprises associées ou coentreprises). Leurs émissions sont reportées proportionnellement à leur taux de consolidation dans les états financiers du Groupe ;

- précise ci-après les facteurs d'émissions utilisés :
  - concernant les Analyses de Cycle de Vie (ACV) des combustibles et technologies : utilisation de la base ecoinvent 3.9 sauf dans les cas listés ci-après : i) pour l'ammoniac bleu et l'ammoniac vert (*blue* and *green ammonia*), les facteurs d'émission utilisés proviennent de la base Sphera (*1st Life Cycle GHG Emission Study on the Use of Ammonia as Marine Fuel - Sphera 2024 (https://sphera.com/resources/report/1st-life-cycle-ghg-emission-study-on-the-use-of-ammonia-as-marine-fuel/)*), ii) pour le biométhane 1G, les facteurs d'émission utilisés sont adaptés à partir de la base de données des facteurs d'émissions biogéniques, iii) pour l'hydrogène gris, bleu et vert, le gaz naturel, les gaz de synthèse et le biométhane 2G les facteurs d'émission proviennent des données du laboratoire CRIGEN (département de recherche du Groupe) fondées sur des analyses de cycle de vie,
  - concernant l'énergie (électricité, chaleur, froid) achetée pour la consommation ou la revente : utilisation des facteurs d'émission décrits ci-dessus et des volumes de production par pays communiqués par les transporteurs locaux (exemple : ENTSOE pour l'Europe). Pour les achats de chaleur, utilisation des facteurs d'émission communiqués par la FEDENE (Fédération des services Energie et Environnement),
  - concernant les produits et services achetés : utilisation de facteurs d'émissions appliqués au cas par cas sur les valeurs des dépenses par catégorie d'achat. Les facteurs d'émission utilisés pour l'exercice 2024 sont issus d'un affinage de la méthodologie utilisée jusqu'alors. Le nombre de facteurs d'émissions utilisé a fortement augmenté, de même que leur granularité. La plupart restent à ce stade des facteurs d'émission génériques ou des combinaisons de facteurs d'émission génériques, signe de la faible maturité du marché fournisseur (peu d'entre eux ayant effectué des analyses carbone détaillées sur leurs produits à date).

[AR47] Pour l'établissement du total des émissions de GES présenté précédemment, le Groupe applique les formules suivantes :

Total émissions de GES *location-based* *(t CO_2eq)* = **Gross Scope 1** + **Gross Scope 2** *location-based* + **Gross Scope 3**

Total émissions de GES *market-based* *(t CO_2eq)* = **Gross Scope 1** + **Gross Scope 2** *market-based* + **Gross Scope 3**

Éléments méthodologiques appliqués pour le calcul des émissions évitées du Groupe

Le calcul des émissions évitées par les produits et services d'ENGIE suit les principes du *GHG Protocol* et la guidance *WBCSD (World Business Council for Sustainable Development)* publiée en 2023. Ces émissions évitées concernent la production d'énergie bas-carbone, de gaz verts, les ventes de commodités vertes (gaz et électricité) et les services de mobilité bas-carbone. Le calcul annuel des émissions évitées pour un produit/service se base sur la différence entre les émissions de GES du produit ENGIE et la moyenne des solutions équivalentes disponibles sur le marché.

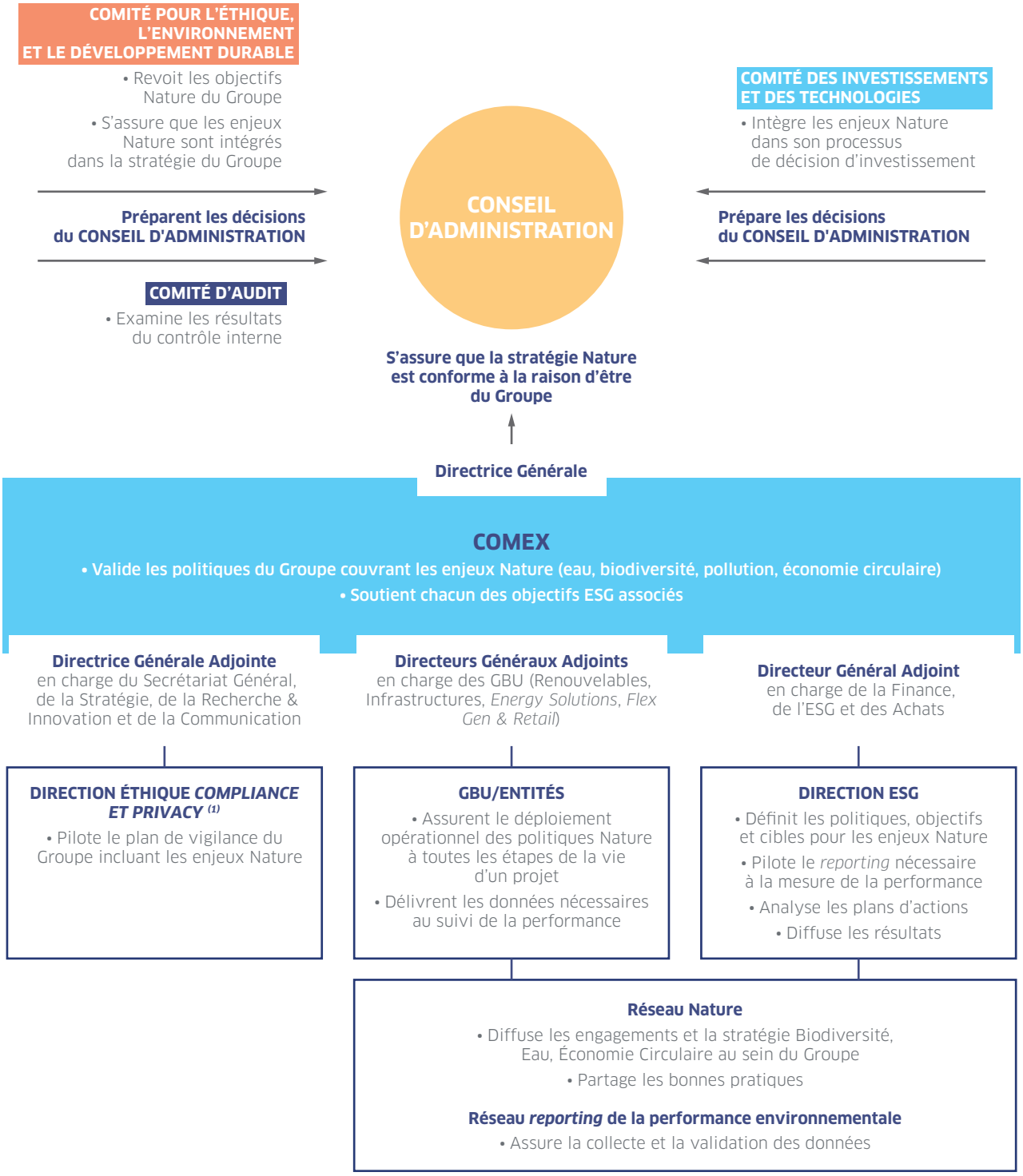
3.1.2.2 Gestion des enjeux nature [E2, E3, E4, E5]

3.1.2.2.1 Gouvernance des enjeux

[MDR-P] [ESRS-2 GOV-1, GOV-2]

La gouvernance des enjeux nature (pollution, eau, biodiversité, économie circulaire et ressources naturelles) est décrite dans le schéma ci-dessous.

UNE GOUVERNANCE NATURE MOBILISANT LES INSTANCES DIRIGEANTES



(1) Rattachée à la Direction Juridique Éthique et Conformité.

3.1.2.2.2 Pollution industrielle [ESRS E2]

Introduction [ESRS-E2 IRO-1, E2-6]

IROs matériels [ESRS-E2 IRO-1]

En matière de pollution, les IRO matériels retenus suite à une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif (E2-I1) :** pollution des sols et de l'eau avec un impact sur la santé humaine ou les écosystèmes du fait des opérations directes ou de la chaîne de valeur ;
- **Impact négatif (E2-I2) :** pollution de l'air, du sol et de l'eau dans la chaîne de valeur, y compris dans les zones d'extraction des matières premières, mettant en danger la santé humaine et les écosystèmes ;
- **Impact négatif (E2-I3) :** pollution de l'air engendrée par les rejets de fumées issues de la combustion des centrales thermiques (NOx, SOx, particules et autres) qui peut avoir un impact sur la santé humaine et les écosystèmes ;
- **Impact positif (E2-I4) :** le besoin en surface au sol du solaire, de l'éolien, des batteries ou de l'hydrogène peut permettre de valoriser des terrains pollués et générer des revenus utiles aux efforts de restauration ;
- **Risque (E2-R1) :** risque de réputation en cas d'accident ou de mauvaise gestion des problèmes de pollution ;
- **Risque (E2-R2) :** risque d'amendes, de pénalités, de compensations, voire de ralentissement de l'activité ou de perte du permis d'exploitation en raison du non-respect des réglementations sur la pollution industrielle et de l'impact sur la santé des communautés locales ;
- **Risque (E2-R3) :** affaiblissement ou interruption de la chaîne d'approvisionnement et de la production en raison de l'incapacité des partenaires à se conformer aux exigences environnementales.

Les natures de pollution et les types de sites associés sont :

	Principales pollutions émises	Types de sites potentiellement impactants
Pollution atmosphérique	• Dioxyde d'azote • Dioxyde de soufre • Particules • dans une moindre mesure, Mercure	• Unités de production d'électricité et de chaleur par combustion
Pollution de l'eau	• Variation de température • Trace de désinfectants (chlore, sels)	• Centrales thermiques • Usines de dessalement • Terminaux méthaniers • Unités de production de chaleur
Pollution des sols	• Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)	• Anciennes usines à gaz

Politique mise en place [E2-1] [MDR-P]

[E2-1 15a, AR11] Le Groupe s'est doté d'une politique Anti-pollution pour réduire et maîtriser les risques de pollution (air, eau, sol) liés à ses activités ou sa chaine de valeur avec pour objectif la protection des personnes et des écosystèmes.

La politique inclut les approches mises en œuvre en matière de :

- prévention de la pollution ;
- dispositif de contrôle ;
- gestion des incidents et des situations d'urgence.

Prévention, réduction et dispositif de contrôle [ESRS E2-1 15a]

ENGIE applique des protocoles de sécurité et des stratégies de gestion des risques, incluant la maintenance préventive et l'utilisation des meilleures techniques disponibles, pour minimiser les risques de pollution de l'air, de l'eau et des sols. Ces actions s'appuient sur des pratiques opérationnelles qui permettent d'éviter, de contrôler et de surveiller les émissions des polluants. Les émissions dans l'air, l'eau et les sols, lorsqu'elles ne peuvent être évitées, sont réduites notamment par le biais de mise en place de système de filtration des fumées, de traitement de l'eau avant rejet ou de système d'étanchéité par rapport au sol.

ENGIE s'efforce d'identifier les potentielles pollutions air, eau et sol générées par les acteurs situés en amont de sa chaîne de valeur au travers des ACV, pour évaluer, par exemple, la pollution potentielle dans les zones d'extraction de matières premières, qui sont souvent sources d'impacts environnementaux. Cette approche permet d'avoir une vision globale des impacts environnementaux et de mieux comprendre l'empreinte écologique complète des activités, de la production des matières premières jusqu'à la fin de vie des produits et services.

Gestion des incidents et situations d'urgence [ESRS E2-1 15c]

En cas d'urgence, des procédures de réponse détaillées sont en place, avec des équipes spécialisées et des plans de gestion adaptés à chaque type de pollution. Des formations régulières renforcent la capacité à gérer efficacement ces situations.

Si un incident survient, des actions immédiates sont prises pour limiter son impact, telles que l'information des communautés affectées, la réduction des émissions et la décontamination. Enfin, après un incident, ENGIE mène des enquêtes pour évaluer les causes, réparer les dommages environnementaux et sanitaires, et mettre en place des mesures correctives pour éviter de futurs incidents.

	Politique anti-pollution
Champ d'application [MDR-P 65b]	Elle s'applique à l'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La politique Anti-pollution du Groupe est mise en œuvre par la Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	ENGIE est membre fondateur du Forum Pollution Transfrontalière du CITEPA. ENGIE respecte les réglementations internationales et locales sur la pollution en surveillant les émissions dans l'ensemble de ses activités. ENGIE se conforme à la directive sur les émissions industrielles de l'Union européenne, qui impose des limites strictes aux émissions de polluants des installations industrielles.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Anti-pollution.pdf

Actions [E2-2]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Intégrer les enjeux de pollution air, eau et sol dans le développement des projets	Action menée en 2024	Diminution des émissions dans l'air de NOx, SO_2 et Particules Prévention et réduction des pollutions dans l'eau et les sols	Toutes les entités industrielles du Groupe	Permanent
Améliorer le diagnostic/inventaire des polluants dans l'air, l'eau et les sols liés aux processus industriels	Action à lancer	Meilleure connaissance des substances à surveiller	Toutes les entités industrielles du Groupe	2026
Dépolluer les anciens sites gaziers (AUG : Anciennes Usines à Gaz)	Action menée en 2024	Réhabilitations et cessions terminées	Anciennes Usines à Gaz au portefeuille du Groupe	2026

[E2-2 AR18] [MDR-A 69] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction du type de projet ou de site. En pratique, les principaux coûts encourus pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessous sont notamment : des dépenses externes de bureaux d'études, la mise en place de système de filtration pour les polluants atmosphériques, le suivi et la mesure des polluants, le traitement de l'eau avant rejet, la réhabilitation des sols, les réparations des dommages en cas de pollution accidentelle.

[E2-2 18] En 2024, en France, le Groupe a ainsi réalisé les travaux de réhabilitation des sols d'anciennes usines à gaz afin de dépolluer les sites concernés. Par exemple, pour le site de Coudekerque, le Groupe a réalisé les actions de réhabilitation des sols entre septembre 2023 et février 2024. Les principaux polluants ont été les HAP (Hydrocarbures aromatiques polycycliques), les HCT (hydrocarbures totaux), le benzène et les cyanures totaux.

Cibles et KPIs [E2-3, E2-4]

Pollution atmosphérique

Mesures et estimations : les émissions liées aux NOx, SOx et particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Si des mesures discontinues sont effectuées sur un site, une moyenne des mesures sur les cinq dernières années est réalisée lorsque cela est possible pour éviter des incohérences liées à des mesures ponctuelles.

Cibles : [MDR-T] [E2-3 22] Depuis 2022 ENGIE s'est doté d'objectifs volontaires à échéance 2030 pour réduire les émissions de polluants atmosphériques. Ces objectifs sont aujourd'hui atteints ou proches de l'être et une réflexion doit être menée pour définir de nouvelles cibles en cohérence avec le modèle d'affaires et les IROs.

Polluant	Objectif à 2030	Nature et description de l'objectif	Année de référence	Valeur de référence	Reporting 2024	Taux de réduction par rapport à l'année de référence	IRO correspondants
Dioxyde d'azote (NOx)	-75%	Réduction des émissions d'oxydes d'azote	2017	92 209 t	23 223 t	-75%	E2-I1, E2-I3, E2-R1, E2-R2
Dioxyde de soufre (SO_2)	-98%	Réduction des émissions de dioxyde de soufre	2017	159 623 t	2 859t	-98%	E2-I1, E2-I3, E2-R1, E2-R2
Particules	-60%	Réduction des émissions de particules totales	2017	7 353 t	2 636 t	-64%	E2-I1, E2-I3, E2-R1, E2-R2

Note méthodologique sur la fixation des cibles :

- **[E2-3 23]** Les objectifs de réduction des émissions de NOx, SOx, PM dans l'air s'inscrivent dans le cadre de l'engagement d'ENGIE en faveur de la prévention et du contrôle des polluants atmosphériques. La réduction des NOx contribue à la lutte contre la pollution de l'air, en particulier pour diminuer l'acidification et l'eutrophisation, ainsi que la formation de smog. L'objectif de réduction des SOx vise à prévenir l'acidification de l'atmosphère, responsable de la pollution acide et des précipitations acides, qui affectent gravement les sols et les écosystèmes aquatiques. Les particules, en plus d'affecter la qualité de l'air, peuvent être associées à des problèmes respiratoires, et leur contrôle est essentiel pour améliorer la santé publique.
- **[MDR-T 80f]** Le calcul des cibles est réalisé sur base de la trajectoire définie dans le cadre du plan à moyen terme CO_2. Ces cibles portent sur les activités de production d'énergie thermique et les activités gaz.
- **[MDR-T 80g]** L'élaboration des cibles est réalisée avec les GBU et sur base d'échanges entre pairs, des attendus des standards internationaux (réglementation, TNFD, SBTN) et des questions des agences de notation (Moody's, S&P).

KPIs :[E2-4 28a] Les émissions dans l'air sont :

	Résultats 2024 totaux	Résultats 2024 selon seuils E-PRTR*	Unité
Dioxyde d'azote (NOx)	23 223	18 301	t
Ratio intensité dioxyde d'azote émis pour la production d'énergie	0,121		t/GWh
Dioxyde de soufre (SO_2)	2 859	1 868	t
Ratio intensité dioxyde de soufre émis pour la production d'énergie	0,015		t/GWh
Particules totales	2 636	1 507	t
Ratio intensité particules émises pour la production d'énergie	0,014		t/GWh
Mercure	107	31	kg
Ratio intensité mercure émis pour la production d'énergie	0,0006		kg/GWh

* *E-PRTR : Registre Européen des rejets et des transferts de polluants.*

Les valeurs rapportées selon les exigences de la CSRD sont celles répondant aux seuils de l'E-PRTR.

Systèmes de mesure :

- **[E2-4 30b]** Le Groupe utilise des systèmes de surveillance continue des émissions (CEM) pour suivre en temps réel les niveaux de polluants atmosphériques émis par les installations de combustion. Ces systèmes permettent une collecte continue des données sur les polluants émis, assurant ainsi la conformité avec les réglementations environnementales. Le Groupe utilise également des systèmes de surveillance prédictive des émissions (PEM) pour estimer de manière fiable les niveaux d'émissions à partir de paramètres opérationnels.
- Pour les sites soumis à la réglementation européenne, les fréquences et méthodes de mesure respectent la directive relative aux émissions industrielles, ainsi que les recommandations associées dans les BREF (documents de référence européens définissant les meilleures techniques disponibles). Hors Union européenne les fréquences et méthodes de mesure respectent les réglementations en vigueur localement.
- **[E2-4 30c]** Les données concernant les polluants atmosphériques sont collectées annuellement dans le cadre du reporting environnemental du Groupe pour toutes les filiales contrôlées (intégration globale à 100% dans les états financiers) pour lesquelles l'activité est pertinente en termes de mesures d'impact environnemental. Dans l'éventualité de données manquantes lors du reporting, des estimations sont faites sur la base des meilleures informations disponibles à date.

Pollution de l'eau

Cible : [MDR-T] Une réflexion est en cours pour définir, le cas échéant, des cibles en matière de polluants de l'eau.

Mesures :

- **[E2-4 30]** Concernant les polluants émis dans l'eau, le Groupe suit les éléments physico-chimiques de l'eau rejetée par des mesures en continu ou par des prélèvements ponctuels en fonction des sites et des éléments recherchés. À titre d'exemple, la température de l'eau rejetée est suivie en continu, alors que la mesure des concentrations en métaux lourds fait l'objet d'échantillonnage ponctuel dans le respect des permis d'exploitation et des normes en vigueur.
- **[E2-4 28a]** Les données concernant les polluants émis dans l'eau sont collectées localement. Un plan d'action est en cours pour consolider ces informations au niveau Groupe.

Pollution des sols

Cible : Une réflexion est en cours pour définir, le cas échéant, des cibles en matière de pollution des sols.

Mesures :

- **[E2-4 28a]** À l'exception des anciennes usines à gaz, les quantités de polluants dans les sols sont négligeables et relèvent davantage de pollutions accidentelles. En 2024, il n'y a pas eu de pollution accidentelle qui aurait conduit à des quantités significatives de polluant dans les sols.
- **[E2-4 30b]** Les mesures et méthodologies associées sont adaptées aux circonstances (type de polluant, activité, etc.), que la pollution des sols soit de nature accidentelle ou soit le résultat d'un épisode de pollution passé. Un plan d'action est mis en œuvre pour identifier les mesures à mettre en place.

- Les anciennes usines à gaz (AUG) quant à elles ont fait l'objet d'analyses de sols approfondies en 1990 permettant de comprendre la nature de la pollution. Ces diagnostics, réalisés par des bureaux d'études externes, mettent en évidence la stabilité des polluants pour les paramètres traceurs des AUG. Depuis 2019, l'ensemble des usines restant dans le périmètre du Groupe a été de nouveau analysé, et quand des mesures de suivi et des recommandations ont été préconisées par des bureaux d'études en fonction des résultats, elles ont été mises en œuvre. Ces mesures mises en place peuvent par exemple être des suivis des eaux souterraines au droit du site.

Effets financiers anticipés [E2-6]

[E2-6 40b AR31] En 2024, aucun incident majeur n'a été identifié, que ce soit d'un point de vue impact physique ou financier.

3.1.2.2.3 Eau [ESRS E3]

Introduction [ESRS-E3 IRO-1]

En matière d'eau, les IRO matériels retenus suite à une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif (E3-I1) :** utilisation importante d'eau douce pour assurer le refroidissement des centrales thermiques et nucléaires, ainsi que le fonctionnement des terminaux méthaniers ;
- **Impact négatif (E3-I2) :** consommation importante d'eau pour l'extraction de matières premières, y compris les combustibles ;
- **Risque (E3-R1) :** ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité suite à des contraintes sur le fonctionnement des sites de production et des activités industrielles dues à des pénuries d'eau, à des températures de rivière inadaptées, à des conflits d'usage, à des restrictions d'usage et à des exigences réglementaires accrues ;
- **Risque (E3-R2) :** amendes et pénalités pour non-respect des réglementations en matière d'utilisation de l'eau ;
- **Opportunité (E3-O1) :** demande croissante de projets de dessalement répondant à des normes environnementales élevées.

[E3-1 11, AR16-18] Les principaux processus d'ENGIE ayant des impacts sur l'eau douce (eau de surface, eau souterraine, eau de pluie, eau provenant de tierces parties) sont :

- les prélèvements d'eau pour toutes les activités ;
- la consommation pour le refroidissement des centrales thermiques et les processus industriels ;
- l'utilisation de l'eau pour la production d'hydroélectricité et le pompage turbinage ;
- l'utilisation de l'eau dans les phases de construction des sites;
- les rejets d'eau des centrales de production d'énergie.

Le Groupe est donc dépendant de la disponibilité de la ressource en eau douce et des services écosystémiques associés.

Dans la chaîne de valeur amont, l'impact sur la ressource en eau est principalement lié à l'extraction des matières premières et aux processus de transformation.

Politique mise en place [E3-1] [MDR-P]

La politique du Groupe en matière de gestion de l'eau comprend :

- l'évaluation des risques et opportunités liés à l'eau dès la phase de projet ;
- la mise en œuvre d'actions au niveau local avec les parties prenantes impliquées pour atténuer l'impact sur les ressources en eau douce et pour développer des approches innovantes en respectant la logique de la séquence éviter – réduire – compenser ;
- l'évaluation de l'empreinte eau de ses activités sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

[E3-1 12a, AR16-18] La politique couvre les enjeux d'eau douce dans le cadre de l'utilisation de la ressource, du traitement de l'eau, de la prévention et de la réduction des pollutions, du stress hydrique et de la réglementation. Les exigences sont renforcées sur les sites en zones de stress hydrique. La politique couvre également la partie amont de la chaîne de valeur, incluant les enjeux d'eau pour l'extraction des matières premières et la production des combustibles.

[MDR-P]	Politique de gestion de l'eau
Champ d'application [MDR-P 65b]	Elle s'applique à l'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	• Respect des réglementations internationales et locales en matière d'eau • Membre fondateur du CEO Water Mandate, et engagement dans le *Water Business call to action* • Répondant au *CDP water security* • Engagement dans le BAFWAC (*Business Alliance for Water and Climate*) • Soutien de l'Initiative pour la Gouvernance de l'Eau de l'OCDE
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Eau%20et%20Oc%C3%A9ans.pdf

Focus sur les zones de stress hydrique :

[E3-1 12b, AR16-18] [E3-1 12c, AR16-18] Le Groupe s'engage à :

- identifier les sites industriels soumis à un stress hydrique : Chaque année, le risque lié à l'eau est évalué par la Direction ESG du Groupe à l'aide de l'outil Aqueduct (*World Resource Institute*) et les résultats mis à disposition des équipes opérationnelles via une plateforme dédiée.

Pour les sites situés dans des zones de stress hydrique extrême ou élevé, une analyse locale est effectuée par les équipes opérationnelles qui définissent des plans d'action le cas échéant, dans une approche similaire aux normes de l'*Alliance for Water Stewardship,* à savoir au niveau du site et du bassin-versant, avec les dimensions opérationnelles, réglementaires et de réputation, en intégrant les parties

prenantes et le contexte local. En 2024, 152 sites sont situés en zone de stress hydrique extrême et 94 en zone de stress hydrique élevé. Parmi les sites en zone de stress hydrique extrême, sept d'entre eux ont des besoins en eau douce importants (consommation en eau douce supérieure à 100 000 m³/an) et ont mis en place des plans d'actions pour réduire la pression sur la ressource en eau ;

- élaborer des plans d'action en concertation avec les parties prenantes des bassins-versants pour l'ensemble des sites situés en zone de stress hydrique élevé et extrême afin de réduire la consommation d'eau douce et accoître leur résilience.

La présence de sites dans des bassins-versants en situation de stress hydrique peut aussi donner lieu à des opportunités business, notamment dans le cadre du partage de l'eau. Par exemple, au Chili, une des centrales thermiques située en zone de stress hydrique extrême, qui utilise de l'eau de mer revend l'eau désalinisée issue de ses processus à une mine située en plein désert pour lui permettre de limiter son impact sur la ressource en eau douce. En 2024, 30 921 000 m³ d'eau ont ainsi été vendus à cette tierce partie.

Actions [E3-2]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champ d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Identifier et déployer les leviers d'action permettant d'agir sur la consommation d'eau douce pour les sites existants	Action menée en 2024	Ratio de consommation d'eau douce par rapport à la production d'énergie de 0,1 m3/MWh, soit -70% par rapport à 2019	Entités industrielles du reporting financier consolidé	2030
Analyser pour chaque nouveau projet à l'étude les risques et opportunités en matière de gestion de l'eau et identifier les actions à mettre en place dans le respect de l'approche "éviter – réduire – compenser".	Action menée en 2024	Réduction des quantités d'eau consommées et des impacts des rejets dans les cours d'eau (modifications physico-chimiques, perturbations des écosystèmes	Nouveaux projets du Groupe	En continu
Sites en zone de stress hydrique : mettre en place des plans d'action permettant de contribuer à la réduction de la pression sur la ressource en eau douce à l'échelle des bassins versants	Action à lancer	Mise en place de solutions permettant une réduction de l'usage de l'eau douce en concertation avec les parties prenantes locales	Entités industrielles du reporting financier consolidé	2028

[E3-2 AR21] [MDR-A 69] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction du type de projet ou de site. En pratique, les principaux coûts encourus pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessous sont notamment : des dépenses externes de bureaux d'études, la mise en place de système de récupération d'eau de pluie, la recherche de fuites et leur réparation, la contribution à des actions collectives dans le bassin versant.

Focus sur les actions collectives particulières [E3-2 AR20]

ENGIE est impliqué dans les territoires où il est implanté, auprès des parties prenantes et acteurs de ces territoires, pour contribuer à identifier des actions collectives, améliorer la gestion des ressources en eau et la gouvernance à l'échelle des bassins-versants, et ainsi anticiper et réduire les potentiels conflits d'usages de l'eau et les risques physiques et régulatoires associés.

À titre d'exemple, au Mexique, le Groupe a développé un projet contribuant à la préservation d'eau douce dans un bassin-versant en zone de stress hydrique extrême.

Cibles et KPIs[E3-3, E3-4]

Cibles : [MDR-T] [E3-3] ENGIE s'est doté d'objectifs volontaires à échéance 2030 pour réduire la pression sur la ressource en eau douce.

Nature et description de l'objectif	Objectif 2025	Objectif 2030	Valeur de référence	Année de référence	Reporting 2024	Performance par rapport à l'année de référence	IRO corres-pondants
Réduction du taux de consommation d'eau douce pour la production d'énergie	0,150 m³/MWh	0,100 m³/MWh	0,310 m³/MWh	2019	0,239 m³/MWh	-23%	E3-I1, E3-R1, E3-R2
Réduction des prélèvements d'eau douce pour la production d'énergie	9,3 m³/MWh	3,6 m³/MWh	12,95 m³/MWh	2019	9,44 m³/MWh	-27%	E3-I1, E3-R1, E3-R2

Note méthodologique sur la définition des cibles [MDR-T]

- **[MDR-T 80g]** L'élaboration des cibles est réalisée avec les GBU et sur base d'échanges entre pairs, des attendus des standards internationaux (réglementation, TNFD, SBTN), des questions des agences de notation (CDP, S&P) et des échanges avec les investisseurs. La cible liée à la consommation d'eau douce pour l'énergie produite est intégrée aux engagements *act4nature international*. Elle a donc été revue par le comité de relecture d'*act4nature* lors du dépôt des engagements.
- **[E3-3 23c]** Ces objectifs sont en corrélation étroite avec la stratégie d'évolution du portefeuille d'actifs du Groupe. En effet, l'évolution du mix énergétique permet non seulement une décarbonation de la production mais aussi une réduction de l'intensité eau.
- **[MDR-T 79]** Ces objectifs répondent au risque identifié de ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité suite à des contraintes sur le fonctionnement des sites de production et des activités industrielles en raison de pénuries d'eau, de températures des rivières inadaptées, de conflits d'utilisation, de restrictions d'utilisation et d'exigences réglementaires croissantes, ainsi que l'impact lié aux besoins en eau important des centrales thermiques et des terminaux méthaniers.
- **[MDR-T 80i, AR24-26]** En 2024, par souci de cohérence avec les pratiques de place, le ratio de conversion thermique/électrique a été ramené à 1 : 1 MWh thermique = 1 MWh électrique (vs 0,61 précédemment). Le calcul du ratio sur l'objectif Eau a été mis à jour en conséquence et la valeur de l'année de référence 2019 a évolué de 0,332 à 0,310 pour la consommation et de 13,88 à 12,95 pour le prélèvement.

KPIs : [E3-4 28a, 28b, 28c, 29] Les résultats de suivi de la performance en matière d'eau sont :

	Résultats 2024	Unité
Consommation d'eau totale	59 832 379	m^3
Consommation d'eau en zone de stress hydrique	33 388 535	m^3
Volume d'eau recyclée et réutilisée	9 407 124	m^3
Ratio intensité eau - production d'énergie	0,239	m^3/MWh
Ratio intensité eau - chiffre d'affaires	810,6	m^3/millions €
Quantité d'eau stockée	11 548	Mm^3
Variation dans la quantité d'eau stockée	2 471	Mm^3

Systèmes de mesure :

- **[E3-4 28e, AR29]** Les volumes d'eau sont mesurés sur les sites au moyen de compteurs volumétriques, ou à défaut estimés à partir d'éléments techniques tels que le débit d'eau. La part de volumes d'eau estimés n'est pas disponible au niveau consolidé.
- **[E3-4 28b]** Pour les volumes d'eau en zone de stress hydrique, sont pris en compte les sites situés en zone de stress élevé et extrême. Conformément à la définition du *World Resource Institute*, les volumes d'eau des sites situés en zone aride avec faible usage de l'eau sont assimilés à des sites situés en zone de stress hydrique extrême.
- **[E3-4 28d]** L'eau stockée correspond aux volumes d'eau dans les réservoirs des barrages et sur les sites de pompage-turbinage.

[E3-3 22, 23a] Les cibles et KPIs suivis permettent de mesurer l'efficacité des actions et la mise en œuvre de la politique en matière de réduction de la pression sur la ressource en eau, couvrant les IRO en lien avec les opérations directes du Groupe en matière de consommation d'eau et de risque de ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité suite à des contraintes sur le fonctionnement des sites. Plus spécifiquement, le KPI sur la consommation d'eau en zones de stress hydrique permet de mesurer les efforts mis en place par les sites pour réduire la pression sur la ressource.

3.1.2.2.4 Biodiversité et écosystèmes [ESRS E4]

Présentation des impacts, risques et opportunités [SBM 3] - [IRO-1]

Rappel des IROs identifiés

Le Groupe a identifié et évalué les impacts, risques et opportunités matériels de ses activités sur la biodiversité et les écosystèmes de manière consolidée en tête de Groupe selon la méthodologie d'analyse de double matérialité telle que décrite dans la Section 3.1.1.4 [ESRS-2 IRO-1 17. a)].

- **impact négatif (E4-I1) :** impact des chantiers sur les habitats, la flore et la faune (continuité écologique terrestre et aquatique/artificialisation des terres) ;
- **impact négatif (E4-I2) :** perturbation des milieux terrestres et aquatiques/artificialisation des sols liée à l'exploitation des sites industriels (y compris les parcs éoliens offshore, etc.) ;
- **impact négatif (E4-I3) :** destruction de la biodiversité sur les sites d'extraction et de transformation des matières premières dans l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe ;
- **impact positif (E4-I4):** mise en place de projets de séquestration du carbone ayant un impact positif sur la biodiversité et les écosystèmes (Solutions fondées sur la Nature) ;
- **risque (E4-R1) :** amendes et pénalités pour non-respect des réglementations environnementales relatives à la biodiversité ([ESRS 2 IRO-1 17. c)] risque de transition) ;
- **risque (E4-R2) :** diminution de la rentabilité des projets en raison du renforcement des exigences réglementaires, ce qui peut conduire à l'abandon des projets (par exemple obligations potentielles de mettre en œuvre des mesures de compensation très coûteuses, voire impossibles à mettre en œuvre, ou présence d'espèces protégées) ([ESRS 2 IRO-1 17. c)] risque de transition).

Focus sur les impacts matériels identifiés

[SMB-3 16a] Les activités relatives aux sites prioritaires matériels qui affectent négativement les zones sensibles sur le plan de la biodiversité sont listées dans la Section 3.1.5.5 "Liste des sites prioritaires matériels".

[SMB-3 16b] Déclinés au niveau des activités du Groupe, les impacts négatifs matériels en rapport avec la dégradation des terres, la désertification ou l'imperméabilisation des sols sont détaillés comme suit :

Activités	Impacts négatifs matériels en rapport avec la dégradation des terres, la désertification ou l'imperméabilisation des sols
Centrales thermiques	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Usage de l'eau, notamment pour le refroidissement, représentant un enjeu dans les zones sujettes au stress hydrique ou à des périodes de sécheresse régulières
Hydroélectricité	• Rupture potentielle de continuité écologique • Empreinte aquatique
Éolien onshore	• Empreinte aérienne sur les oiseaux et les chauves-souris, rupture potentielle des corridors écologiques • Empreinte au sol liée aux fondations
Éolien offshore	• Empreinte aérienne sur les oiseaux • Empreinte sur la faune et la flore marines en fonction du type d'éolienne (flottante ou fixe) et des câblages nécessaires à la transmission de l'électricité
Solaire (PV au sol)	• Empreinte au sol liée aux fondations • Utilisation de matériaux critiques dans la chaîne amont ayant un impact potentiel sur les sols, l'eau et la pollution des milieux
Géothermie	• Impact sur les sols lors de la réalisation des puits • Impact sur l'eau en fonction du process
Biomasse	• Impact potentiel sur la filière bois • Impacts indirects dans le cadre de la production de biogaz (utilisation de déchets agricoles ou forestiers)
Stockage de gaz	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Impact sur les sols lors de la réalisation des puits
Terminaux méthaniers	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Usage de l'eau, notamment pour le refroidissement, représentant un enjeu dans les zones sujettes au stress hydrique ou à des périodes de sécheresse régulières
Stockage d'électricité en batteries	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Utilisation de matériaux critiques dans la chaîne amont ayant un impact potentiel sur les sols, l'eau et la pollution des milieux
Transport et distribution de gaz	• Dissémination potentielle d'espèces exotiques envahissantes du fait des travaux d'excavation pour la pose de conduites

[SMB-3 16c] L'information relative à l'impact sur les espèces menacées n'est pas consolidée au niveau du Groupe. Elle est traitée au cas par cas localement. Certains projets peuvent interférer avec des espèces menacées. Dans ce cas, les équipes opérationnelles mettent en œuvre les mesures d'évitement et de réduction d'impact, et en dernier recours de compensation.

Liste des sites prioritaires matériels

[SMB-3 16a] La liste des sites prioritaires matériels pour 2024, leur ventilation en fonction des impacts et dépendances identifiés ainsi que la liste des zones sensibles impactées sont présentées en Section 3.1.5.5 "Liste des sites prioritaires matériels". À noter que l'état écologique des zones dans lesquels les sites sont situés n'est pas consolidé au niveau Groupe.

Les sites prioritaires matériels sont évalués au regard de cinq critères définis selon cinq niveaux de criticité. Les critères sont les suivants :

- proximité aux aires protégées : liste de l'UICN (catégories I à VI), les Zones clés pour la Biodiversité (KBA), le Programme sur l'Homme et la Biosphère (MAB), la base de données mondiale sur les aires protégées (WDPA) incluant les zones Ramsar et UNESCO (naturels et mixtes) ;
- liste rouge des espèces menacées de l'UICN ;
- niveaux d'intégrité des écosystèmes (données par le modèle *Globio) ;*
- zones de stress hydrique ;
- classification sectorielle des impacts et dépendances des activités industrielles. À cet effet, le Groupe a utilisé les résultats des travaux d'évaluation des impacts et des dépendances des différentes activités du secteur énergétique sur la biodiversité (*Roadmap to Nature Positive : Foundations for the energy system*) réalisés par le WBCSD (*World Business Council for Sustainable Development*) – auxquels ENGIE a d'ailleurs contribué.

Le seuil appliqué pour identifier les sites prioritaires matériels est un nombre de niveau de criticité "très élevé" d'a minima quatre critères de niveau "*very high*".

[IRO-1 17b] Analyse des dépendances, à la biodiversité et aux écosystèmes, du Groupe et de sa chaîne de valeur

Elle est basée sur l'utilisation du processus "Évaluer" de la méthode LEAP et les résultats de l'utilisation de l'outil d'évaluation de l'empreinte Biodiversité, le *Global Biodiversity Score*.

Le Groupe a évalué ses dépendances sur la biodiversité par une approche sectorielle : stockage de gaz et transport, distribution de gaz et commercialisation, production d'électricité thermique (selon les combustibles), éolienne, solaire, biomasse, hydroélectrique, géothermie ainsi que les services liés à l'eau (dessalement). Le Groupe a utilisé les résultats des travaux d'évaluation des dépendances des différentes activités du secteur énergétique sur la biodiversité réalisés par le WBCSD.

Sur la base de ces critères, les dépendances sont identifiées par secteur d'activités. Elles concernent plus particulièrement les services écosystémiques liés à :

- la disponibilité de l'eau : dépendance de la production d'hydroélectricité envers les cours d'eau et leur régulation, des centrales thermiques en bord de rivière et les stations de pompage-turbinage ;
- la régulation du climat : dépendance de la production d'énergie solaire et éolienne, exposition des activités du Groupe aux aléas climatiques ;
- les matières premières d'origine naturelle : dépendance aux matières premières d'origine naturelle, minérales (charbon, gaz naturel, métaux, terres rares) ou végétales (biomasse forestière ou déchets agricoles) ;
- la qualité des sols : dépendance des activités de réseaux (transport, distribution, chaleur/froid) envers la stabilité des sols assurée par les services écosystémiques de support (filtration de l'eau, biodiversité du sous-sol, etc.), la protection fournie par la couverture végétale.

[IRO-1 17ei -ii - iii] Mobilisation des communautés affectées

Le Groupe réalise au fil de ses projets et opérations des analyses d'impacts environnementales et sociétales de ses activités propres afin d'évaluer entre autres la durabilité des ressources biologiques et des écosystèmes. Localement, au niveau d'un site en opération ou d'un projet, les équipes opérationnelles s'attachent à identifier les communautés affectées et établir un dialogue pour améliorer la compréhension des enjeux locaux et limiter l'impact sur la biodiversité et les écosystèmes. Ce retour d'expérience du dialogue avec les communautés affectées au niveau local a permis de nourrir l'analyse de double matérialité menée en tête de Groupe.

[IRO-1 19a] Sites impactés

Le Groupe dispose de sites à l'intérieur ou à proximité de zones sensibles sur le plan de la biodiversité. Ces sites sont identifiés par l'utilisation de la plateforme IBAT (*Integrated Biodiversity Assessment Tool*) qui facilite l'accès à diverses couches de données biologiques mondiales et nationales et en particulier les données relatives aux zones sensibles. Ces zones sensibles sont décrites dans le critère "proximité aux aires protégées" dans la partie "Liste des sites prioritaires matériels".

Les opérations du Groupe qui affectent des espèces menacées utilisent aussi cette plateforme pour accéder aux données relatives aux espèces menacées de la Liste Rouge de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN).

[IRO-1 19b] Mesures d'atténuation

Pour les projets, la nécessité de mise en œuvre de mesures d'atténuation est décidée lors de l'étude d'impact environnementale et sociétale (comme par exemple la programmation de l'arrêt ou le bridage des turbines d'éoliennes ou encore l'installation de dispositifs afin d'éviter la nidation de certaines espèces dans les zones de chantier).

Les sites en opération intègrent les mesures d'atténuation notamment *via* le recours à une gestion écologique (fauche tardive, écopaturage, zéro produits phytosanitaires…).

Résilience de la stratégie et du modèle économique de l'entreprise dans le domaine de la biodiversité et des écosystèmes [E4-1]

Les engagements du Groupe comprennent l'intégration de la biodiversité et des écosystèmes dans la planification stratégique et dans le modèle économique du Groupe. ENGIE renforce la résilience sur toutes ses activités et notamment par rapport à leur principale dépendance qui est celle liée à la disponibilité de l'eau douce comme décrit dans la Section 3.1.2.2.3 "Eau".

La description des impacts, risques et opportunités liés à la biodiversité et leurs interactions avec la stratégie et le modèle économique du Groupe sont présentées dans la Section 3.1.1.4.2 "Impacts, risques et opportunités matériels".

Le travail d'analyse de la résilience sera affiné et élargi aux autres dépendances dans les années à venir.

Politique mise en place [E4-2]

[MDR-P 65a] [E4-2 23a, 23b, 23c]

La politique biodiversité se décline selon quatre axes :

Axe 1: Empreinte au sol et continuités écologiques

Afin de réduire l'empreinte terrestre ou aquatique, de contribuer à la restauration des corridors écologiques et de réduire la présence des espèces exotiques envahissantes, le Groupe :

- met en place une gestion écologique des sites, a minima, en bannissant l'utilisation de produit phytosanitaire chimique et en promouvant une gestion des espaces verts respectueuse de la Nature et de ses cycles, en favorisant la biodiversité locale ;
- localise les aires protégées et zones sensibles à proximité de ses sites industriels, à l'aide d'outils mis à disposition de tous ses collaborateurs, identifie et qualifie la proximité de ses sites afin de définir en concertation avec les parties prenantes du territoire, les actions les plus adaptées permettant de réduire au maximum les impacts, voire les transformer en impacts positifs, tout en explorant des outils de certification et de financement innovants ;
- s'engage à appliquer la séquence "éviter, réduire, compenser" partout dans le monde pour le développement des projets.

Axe 2 : Biodiversité et changement climatique

Afin de contribuer à la réduction de la pression sur la biodiversité liée au changement climatique (voir la politique climat du Groupe sur son site internet), le Groupe a mis en place une politique climat visant à réduire les émissions de gaz à effets de serre pour ses activités propres, mais aussi pour ses clients et ses fournisseurs.

Le Groupe s'attache à identifier et à mettre en œuvre, lorsque cela est possible, des solutions fondées sur la nature, conformes au standard défini par l'UICN, permettant à la fois de restaurer la biodiversité et les écosystèmes et de s'adapter face aux impacts du changement climatique ou aux catastrophes naturelles.

Axe 3 : Enjeux biodiversité et écosystèmes dans la chaîne de valeur des activités du Groupe

[E4-2 23d, 23e]

Le Groupe agit sur sa chaîne de valeur au travers de sa politique d'achat durable pour y inclure la biodiversité : il échange avec les principaux fournisseurs et sous-traitants, les soutient dans les défis liés à la nature, et accélère la transition écologique auprès de ses clients.

Axe 4 : Sensibilisation et partage des connaissances

La sensibilisation et la formation sont des éléments clés dans la démarche d'appropriation de l'importance de la prise en compte de la biodiversité dans le développement de ses activités. Le Groupe déploie des formations en *e-learning* sur le sujet ainsi que la fresque de la biodiversité.

Pour intégrer la protection de la biodiversité au mieux dans le développement de ses activités mais aussi pour contribuer au développement de la connaissance sur la biodiversité au niveau local et international, le Groupe s'appuie sur le maintien et le développement de ses partenariats avec les acteurs de la biodiversité comme par exemple avec le Comité Français de l'UICN et le *World Conservation Monitoring Center* de l'UNEP au niveau corporate Groupe.

Le Groupe favorise l'échange de pratiques au sein de son réseau interne d'experts et praticiens, et soutient et valorise les initiatives opérationnelles visant à développer des solutions innovantes et bénéfiques aux territoires sur tout le cycle de vie de ses activités. De plus, ENGIE mène des travaux sur la mesure de l'empreinte biodiversité des activités et accompagne des thèses et travaux de recherche.

[E4-2 23f]

La politique biodiversité intègre les conséquences des impacts sur les territoires dans lesquels le Groupe agit, conformément à sa politique de dialogue avec ses parties prenantes (https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Engagement%20Parties%20Prenantes.pdf) intégrant les communautés affectées, les communautés locales et les peuples autochtones.

[MDR-P]	Politique biodiversité
Champ d'application	L'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces	• Respect des lois et des réglementations environnementales et sociétales applicables aux activités dans les pays où le Groupe intervient ; • Contributeur des objectifs mondiaux issus de la Convention sur la Diversité Biologique de Kunming Montréal, définis dans le Cadre Mondial pour la Biodiversité ; • Engagé dans la Stratégie Nationale Française pour la Biodiversité depuis son lancement ; • Signataire du *pledge* de Cancun en 2016 ; • Adhérent à la campagne "*Make it Mandatory*" lors de la COP 15 de Kunming Montréal en 2022 et "*Now for Nature*" en 2024 ; • Engagé dès 2018 dans la démarche *act4nature*, puis en 2021 dans Entreprises Engagées pour la Nature et *act4nature International*. Ces derniers engagements ont été réactualisés en 2023.
Modalité de mise à disposition de la politique	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Biodiversit%C3%A9.pdf

Actions [E4-3]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Développer des plans d'action pour les sites identifiés comme prioritaires matériels	Action menée en 2024	Amélioration continue de la gestion des risques et impacts sur la biodiversité et les écosystèmes des sites en opération	Les entités industrielles du reporting financier consolidé	2028
Appliquer la séquence "éviter-réduire-compenser" sur les projets de développement	Action menée en 2024	Conciliation optimale entre l'aménagement et la réalisation des projets avec les enjeux locaux liés à la biodiversité et les écosystèmes	Les projets du Groupe soumis au Comité d'investissement du Groupe et des GBU	2025
Mettre en place une gestion écologique pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe, notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques	Action menée en 2024	Meilleure préservation de l'intégrité de la biodiversité et des écosystèmes sur les sites industriels du Groupe et contribution à la restauration des corridors écologiques	Les entités industrielles du reporting financier consolidé	2030
Mettre en œuvre des Solutions fondées sur la Nature (SfN)	Action menée en 2024	Identification et mise en œuvre de solutions combinant la résilience des sites industriels et du territoire dans lesquels ils sont implantés avec la préservation et/ou la restauration de la biodiversité et des écosystèmes. Les SfN comptabilisées répondent au standard défini par l'UICN.	Toutes les entités du Groupe, consolidées et non consolidées	2025

Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction du type de projet ou de site. En pratique, les principaux coûts encourus pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessus sont relatifs à des actions de conservation/préservation, restauration et gestion durable de la biodiversité et des écosystèmes qui nécessitent le recours à l'expertise locale, scientifique et naturaliste de bureaux d'étude écologue et paysager, laboratoires de recherche et universitaires.

[MDR-A 68b] [E4-4 32d][MDR-T 80c] L'analyse des parties prenantes se fait au niveau local par les sites. La consolidation n'est pas réalisée au niveau du Groupe.

[E4-3 28a] Les actions de compensation sont définies dans l'étude d'impacts réalisée au stade projet.

[E4-3 28bi] L'objectif de compensation et les indicateurs clés sont définis dans l'étude d'impacts faite par les projets. L'information n'est pas consolidée au niveau du Groupe.

[E4-3 28bii] Les impacts financiers (coûts directs et indirects) en termes monétaires, les mesures de compensation de la perte de la biodiversité ne sont pas disponibles au niveau Groupe pour 2024.

[E4-3 28biii] La description des mesures de compensation, précisant notamment la zone concernée, le type de mesure, les critères qualitatifs appliqués et les normes auxquelles correspondent ces mesures ne sont pas disponibles au niveau Groupe.

[E4-3 28c] Le recours aux solutions fondées sur la nature est une action clé du Groupe. Elles font partie des impacts positifs de sa double matérialité et le Groupe les met en œuvre dans ses activités selon le Standard mondial de l'UICN. La conformité à ce standard requiert l'implication des parties prenantes locales en termes de recours à leur expertise environnementale et sociétale mais aussi, lorsque cela est nécessaire, de les sensibiliser ou de les former sur des pratiques bénéfiques pour leur développement ainsi que pour la biodiversité locale.

Exemples

Les Solutions fondées sur la Nature du Groupe validées par l'UICN en 2024 sont présentées ci-dessous :

- Le projet Regenera+ est une initiative d'Engie Brasil Energia et du Sebrae RS qui promeut l'agriculture régénérative dans la région de la centrale hydroélectrique de Passo Fundo en renforçant la résilience, l'efficacité et la durabilité des propriétés rurales, tout en réduisant les coûts de production et les émissions de carbone.
- La Fondation ENGIE accompagne l'association Friendship dans la reforestation de 14 hectares de mangroves pour la résilience des écosystèmes et des communautés au Bangladesh pour améliorer significativement la biodiversité et la productivité des biotopes terrestres et marins afin d'augmenter les capacités d'adaptation et de la résilience des communautés les plus vulnérables face aux catastrophes climatiques.
- En collaboration avec l'Agence de l'Eau Rhône Méditerranée Corse, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) a mis en place un projet de restauration de la fonctionnalité de l'hydrosystème du Vieux Rhône de Péage-de-Roussillon. Ce projet permet de recréer des zones d'expansions de crues par la restauration de la qualité écologique du milieu, pour limiter les impacts des fortes pluies et éviter les inondations et améliorer la fonctionnalité des zones humides attenantes au fleuve.

Cibles [E4-4]

[MDR-T 78] [E4-4 32c, 32f]

Nature et description de l'objectif	Objectif (année cible)	Objectif intermédiaire (année cible)	Valeur de référence	Année de référence	Reporting 2024	Performance par rapport à l'objectif	IRO correspondants
Développer des plans d'action pour les sites identifiés comme prioritaires matériels	100% (2028)	80% (2025)	/	2020	84,5%	conforme	(E4-I2), (E4-I3), (E4-I4), (E4–R1), (E4-R2)
Appliquer de la séquence "éviter-réduire-compenser" sur les projets de développement	100% des projets (2025)	100% des dossiers soumis au Comité d'Investissement (2024)	/	2020	91%	conforme	(E4-I1), (E4-I2), (E4-I4), (E4-R1), (E4-R2)
Mettre en place une gestion écologique pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe, notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques	100% (2030)	50% (2025)	/	2020	63%	conforme	(E4-I1), (E4-I3), (E4-I4), (E4-R1), (E4-R2)
Mettre en œuvre des Solutions fondées sur la Nature (SfN)	10 (2025)		/	2020	1 en 2023 3 en 2024	conforme	(E4-I1), (E4-I2), (E4-I3), (E4-I4), (E4-R1), (E4-R2)

[E4-4 32a] Les cibles mises en place par le Groupe ne se sont pas basées sur des seuils écologiques.

[MDR-T 80a] Les cibles répondent aux objectifs du Cadre Mondial sur la Diversité Biologique comme décrit dans la politique biodiversité.

[E4-4 32b] Les cibles du Groupe sont alignées sur le cadre mondial de Kunming Montréal, la stratégie de l'UE ainsi que les dispositifs réglementaires nationaux. Le Groupe inscrit sa stratégie biodiversité dans une démarche *Nature Positive*. Fin 2023, le Groupe a renforcé et réactualisé ses objectifs et engagements à l'horizon 2030 afin de les renforcer et de les adapter à la trajectoire *Nature Positive* mondiale.

[E4-4 32d] Les cibles s'appliquent sur tous les pays où le Groupe opère.

Évaluation de l'efficacité des cibles [MDR-T 79a]

- L'efficacité des plans d'actions des sites prioritaires matériels est mesurée par les responsables ESG au niveau des pays lors de la campagne annuelle de reporting ;
- l'application de la séquence "éviter, réduire, compenser" pour chaque projet est évaluée dans le cadre des Comités d'investissement du Groupe et des GBU ;
- l'efficacité des Solutions fondées sur la Nature est mesurée par le critère ad hoc du standard UICN.

Indicateurs d'impact concernant l'altération de la biodiversité et des écosystèmes [E4-5]

[E4-5 35] En 2024, les 58 sites prioritaires matériels se trouvent à l'intérieur ou à proximité de zones sensibles sur le plan de la biodiversité. Ces sites occupent une surface totale de 986,5 hectares.

[E4-5 36] L'identification des impacts matériels liés à un changement d'affectation des terres, ou des impacts sur l'étendue et l'état des écosystèmes n'est pas disponible à date.

[E4-5 38] Le Groupe ne dispose pas d'indicateurs correspondants aux vecteurs d'impacts du changement d'affectation des terres, du changement d'utilisation des eaux douces et/ou du changement d'utilisation de la mer.

3.1.2.2.5 Utilisation des ressources et économie circulaire *[ESRS E5]*

Introduction [IRO-1]

[ESRS-E5 IRO-1 11a, AR1-6] L'analyse de double matérialité menée en tête de Groupe a conduit à l'identification des impacts, risques et opportunités (IRO) suivants regroupés en trois sous-enjeux.

1) Un sous-enjeu sur la pression sur les ressources naturelles avec :
   - **impact négatif** : la pression sur les ressources, les conflits d'utilisation et les enjeux géopolitiques (par exemple, concurrence avec l'alimentation pour la production de biométhane, concurrence avec le bois, etc.), notamment pour les matériaux critiques utilisés par les énergies renouvelables en relation avec les impacts liés aux ressources **[AR7b]**, au maintien du statu quo **[AR 7c]** ou aux risques liés à la transition vers une économie circulaire **[AR7e]**,
   - **impact positif** : la réduction de la demande de ressources résultant (i) de la réduction de la demande d'énergie grâce à l'efficacité énergétique, (ii) de l'écoconception des équipements et (iii) de l'optimisation de l'exploitation des actifs énergétiques liée aux opportunités de l'économie circulaire **[AR7d],**
   - **risque** : le risque de contrepartie/fournisseur en cas d'incapacité à honorer les engagements contractuels sur les projets d'énergie renouvelable en raison de contraintes d'approvisionnement liées aux ressources utilisées **[AR7b]** et au maintien du statu quo **[AR7c]** ou aux risques liés à la transition vers une économie circulaire **[AR7e]**,
2) Un-sous-enjeu sur la réutilisation des actifs industriels avec :
   - **opportunité** : la réutilisation et la mise à niveau des infrastructures du Groupe pour soutenir la transition énergétique (ex : charbon converti en biomasse, infrastructures gazières adaptées à l'hydrogène et au biogaz, éoliennes) en relation avec les opportunités matérielles liées à l'économie circulaire **[AR7d],**
   - **opportunité** : la forte demande de réseaux de chaleur et de froid et de méthanisation à partir de ressources locales (biomasse, géothermie, chaleur fatale, fumier,...) en relation avec les opportunités matérielles liées à l'économie circulaire **[AR7d].**
3) Un sous-enjeu sur le démantèlement des actifs industriels avec :
   - **risque** : l'augmentation des coûts liés au démantèlement des infrastructures et au traitement des déchets générés liée au maintien du statu quo **[AR7c]** ou aux risques liés à la transition vers une économie circulaire **[AR7e]**.

[ESRS-E5 IRO-1 11b] L'analyse de double matérialité dont les résultats sont présentés dans la partie "informations générales" se base sur une analyse consolidée en tête de Groupe.

Les principales entités concernées sont la *Global Business Unit* (GBU) Renouvelables pour le premier sous-enjeu, les GBU Infrastructures et *Energy Solutions* pour le deuxième sous-enjeu et Electrabel, les GBU *FlexGen*, *Energy Solutions* et Renouvelables pour le troisième sous-enjeu **[AR7a]**.

Politiques, processus [E5-1]

La politique économie circulaire et ressources naturelles a été révisée en 2024 et elle repose sur huit leviers clés :

- écoconcevoir : en incitant à l'écoconception, il est possible de minimiser les impacts environnementaux et sociaux dès l'élaboration d'un produit ou d'un actif industriel en réduisant ainsi l'utilisation de matériaux neufs, incluant les terres rares et matières critiques pour lesquelles il peut exister des tensions, y compris géopolitiques, sur les marchés, notamment dans le secteur des énergies renouvelables ;
- préserver : en réduisant la consommation d'énergie (sobriété et efficacité énergétique en priorité), le Groupe contribue à la préservation des ressources naturelles ;
- optimiser : en combinant par exemple ses flux de matières, de déchets et d'énergie à ceux de ses voisins partenaires, le Groupe peut contribuer à la mise en place d'une "écologie industrielle et territoriale" économe en ressources et en coûts dans une approche gagnants-gagnants avec ses parties prenantes, comme dans le cas de la réutilisation de chaleur ou du recours aux ressources locales ;
- réemployer : en réemployant des produits ou des services, le Groupe réduit la production de déchets ou l'utilisation de ressources naturelles et contribue à la transition énergétique par la réutilisation d'actifs existants (conversion des réseaux de gaz en hydrogène par exemple) qui ne répondent plus aux besoins d'une entité opérationnelle, ou par la récupération de pièces détachées via un stock géré au niveau Groupe ou dans le cadre du démantèlement des actifs ;
- réparer : en prenant en charge les produits usagés, abimés ou en panne comme la réparation des chaudières usagées ou la réparation des panneaux photovoltaïques, le Groupe réduit l'empreinte de ses activités tout en créant des emplois dédiés dans la chaine de valeur ;
- recycler : en augmentant le taux de recyclage des déchets générés par les activités industrielles et par les opérations de démantèlement, le Groupe transforme des déchets en ressources et limite ainsi la quantité de déchets à éliminer et l'impact sur les ressources naturelles, en lien avec l'identification des filières de recyclage, notamment pour les énergies renouvelables solaires et éoliennes et les batteries ;
- innover : le Groupe est ouvert à d'autres approches visant à renforcer l'économie des ressources, telle que l'économie de fonctionnalité (remplacer l'achat par la mise à disposition d'un bien) par exemple et outille de manière innovante l'aide au processus de prise de décision relative à l'économie circulaire en zone industrielle ;
- responsabiliser : le Groupe utilise les ressources de manière durable via des filières certifiées ou labellisées (par exemple pour la biomasse).

Les métiers du Groupe seront amenés à définir une feuille de route économie circulaire dans les prochaines années en déclinaison de la politique Groupe.

POSITIONNEMENT DES IRO EN REGARD DES AXES DE LA POLITIQUE ECONOMIE CIRCULAIRE ET RESSOURCES NATURELLES

	Axes de la politique							
Impact, risque, opportunité	Ecoconcevoir	Préserver	Optimiser	Réemployer	Réparer	Recycler	Innover	Responsabiliser
Pressions sur les ressources, conflits d'utilisation et questions géopolitiques	•	•	•	•		•	•	
Réduction de la demande résultant (i) de la réduction de la demande d'énergie grâce à l'efficacité énergétique, (ii) de l'écoconception des équipements et (iii) de l'optimisation de l'exploitation des actifs énergétiques	•		•					•
Réutilisation et mise à niveau des infrastructures du Groupe pour soutenir la transition énergétique	•		•	•	•	•	•	
Augmentation des coûts liés au démantèlement des infrastructures et au traitement des déchets générés				•	•	•	•	
Risque de contrepartie/fournisseur en cas d'incapacité à honorer les engagements contractuels					•	•	•	•
Forte demande de DHC et de méthanisation à partir de ressources locales		•	•		•	•		•

[MDR-P]	Politique économie circulaire et ressources naturelles
Champ d'application	L'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces	• Respect des lois et des réglementations environnementales et sociétales applicables aux activités dans les pays où le Groupe intervient • Contributeur au sein d'associations professionnelles d'organisations non gouvernementales (OREE, RECORD, Circul'R) pour favoriser l'échange de bonnes pratiques • Contributeur de Groupe de travail d'organisations patronales françaises (Afep, Medef)
Modalité de mise à disposition de la politique	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Economie%20Circulaire.pdf

[E5-1 15a] Dans le cadre du plan de transition climatique décrit en Section 3.1.2.1, le développement des énergies électriques renouvelables et du biométhane conduit à réduire la demande en énergies fossiles et donc à réduire l'extraction de ces ressources naturelles (charbon, gaz naturel), répondant ainsi aux impacts positifs et négatifs liés aux ressources naturelles. Par ailleurs, les actions liées à l'écoconception, au recyclage des matériaux (comme des panneaux solaires et des éoliennes) conduisent également à réduire la pression sur l'extraction des ressources vierges.

Ainsi, en lien avec l'objectif de réduire la demande en ressources naturelles et de favoriser la réparabilité et le recyclage des actifs, la GBU en charge des énergies renouvelables a adopté au premier semestre 2024 une stratégie de durabilité dont l'un des volets porte sur l'économie circulaire autour de trois axes :

- la transparence : évaluer les risques multiples liés à la fabrication des éoliennes et des modules photovoltaïques tout au long de la chaîne de valeur des matériaux ;
- la réduction des déchets : mieux anticiper la fin de vie des actifs renouvelables afin d'augmenter la valeur générée par les composants mis hors service ;
- les partenariats : favoriser l'utilisation durable des matériaux tout au long des processus de fabrication et de démantèlement des modules des turbines éoliennes et des panneaux photovoltaïques en établissant des partenariats innovants avec les fournisseurs en amont et en aval.

[E5-1 15b] S'agissant des approvisionnements durables, ENGIE applique des critères ESG à l'ensemble de ses achats y compris les achats d'énergie, voir Section 3.1.4.2 "Achats durables".

Sous-enjeu relatif à la pression sur les ressources naturelles

L'enjeu relatif à la pression sur les ressources naturelles, y compris les matériaux critiques, concerne principalement les activités liées aux énergies renouvelables portées par la GBU Renouvelables.

Actions et ressources [E5-2]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Poursuivre la mise en œuvre du passeport des risques matériaux	Action menée en 2024	Quatre nouvelles technologies en 2025	Nouvelles études de criticité à la demande des métiers	Ad hoc
Promouvoir la dimension économie circulaire et ressources naturelles dans les ACV (optimisation des ressources, réduction des déchets, diminution de l'empreinte carbone, amélioration des chaînes de valeur, attentes réglementaires et sociétales)	Action menée en 2024	Champ d'étude élargi	Nouvelles études ACV à la demande des métiers	Ad hoc
Développer la récupération d'énergie sur les processus industriels et tertiaires, utilisation de ressources locales	Action menée en 2024	Nouvelles opportunités d'affaire	Activités de la GBU *Energy Solutions*	Annuelle

À l'exception des actions en faveur de la récupération d'énergie qui nécessitent des CAPEX (communs avec les plans d'action concernant le changement climatique, et donc alloués à ce dernier), les autres actions nécessiteront des dépenses (OPEX) qui varieront selon l'activité de mise en œuvre ou de suivi des plans d'action pour le Groupe. Étant donné la nature de ces dépenses, les montants sont considérés comme potentiellement n'ayant pas d'impacts financiers significatifs.

[MDR-A 68d] Focus sur les ACV et le passeport des risques matériaux

Les analyses de cycle de vie

Depuis de nombreuses années, ENGIE réalise des études en utilisant la méthodologie normalisée d'ACV. Ces études couvrent la majorité des produits et services fournis par le Groupe tels que la production d'énergie par les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, le stockage d'énergie par les batteries, la production de biométhane, les réseaux de chaleur, etc. et services fournis par le Groupe, permettant d'évaluer les impacts environnementaux à chaque étape du cycle de vie, de l'extraction des matières premières à la production, le transport, l'utilisation et enfin la fin de vie des produits. Cette approche fournit une vision complète des impacts environnementaux et aide à identifier des opportunités d'amélioration et des pistes d'évaluation.

Les études ACV sont réalisées de manière continue par une équipe dédiée du Groupe, utilisant les méthodologies et outils les plus récents. Les ACV précédemment réalisées sont régulièrement mises à jour pour refléter les avancées méthodologiques et les données les plus récentes fournies par le Groupe et/ou ses fournisseurs.

Le passeport des risques matériaux

En plus des études ACV couvrant toutes les chaînes de valeur en termes d'impact environnemental, ENGIE travaille actuellement sur le déploiement d'un outil appelé "Passeport des risques matériaux" qui vise à identifier les risques associés à la consommation de ressources naturelles qui résulte du déploiement des technologies de production et stockage d'énergie. Cet outil a pour objectif d'identifier et d'évaluer les risques associés aux ressources. La méthodologie appliquée permet de couvrir les aspects suivants : disponibilité/rareté des matières premières, criticité des matériaux, substituabilité des matériaux, risques géopolitiques, risques sociétaux et traçabilité des matériaux, etc. Il permet aussi de répondre aux exigences de l'article 24 du Règlement européen du 11 avril 2024 établissant un cadre visant à garantir un approvisionnement sûr et durable en matières premières critiques en termes de préparation aux risques des entreprises.

Cet outil vise à mieux comprendre et anticiper les risques liés aux matières premières utilisées dans les technologies du Groupe (quatre cas d'études sont réalisés à ce jour : photovoltaïque, éolien, batteries, électrolyseurs), facilitant ainsi une gestion proactive des approvisionnements. De plus, l'outil permet non seulement de contribuer à minimiser les risques, mais aussi à renforcer la position du Groupe dans une économie de plus en plus axée sur la durabilité et la gestion optimisée des ressources. ENGIE développe actuellement un outil de visualisation qui permettra de faciliter la prise en compte de ces risques lors de la prise de décision.

[MDR-M 77a, 77b] Les données utilisées peuvent provenir de plusieurs sources. En priorité, ENGIE demande à ses fournisseurs les éléments nécessaires. Dans l'éventualité où ils ne sont pas en mesure de répondre à la totalité de la demande, les bases de données internes et les études réalisées par le passé par ENGIE sont utilisées comme source de données. Finalement, pour les données encore manquantes, des études bibliographiques s'appuyant sur les données publiques et, en dernier recours sur la littérature scientifique et les recherches sont utilisées.

Exemple : Zebra

ENGIE mène et participe à plusieurs projets axés sur l'éco-conception de produits et services, comme dans le cadre du consortium ZEBRA (*Zero wastE Blade ReseArch*) composé de six partenaires dont ENGIE, qui vise à développer des pales d'éoliennes recyclables. Ce projet innovant cherche à démontrer, grâce à une approche d'éco-conception, la faisabilité technique, économique et environnementale des pales en thermoplastique à grande échelle, tout en facilitant leur recyclage et contribuant à une économie circulaire dans le secteur de l'énergie renouvelable. Il s'aligne sur les objectifs de l'Union européenne dans le cadre de la directive-sur les déchets et d'autres directives connexes, en favorisant la prévention des déchets, le recyclage et le soutien à l'économie circulaire. L'étude fournit des informations cruciales pour définir les objectifs environnementaux futurs et pour sensibiliser les décideurs politiques et professionnels de l'industrie aux implications environnementales des technologies innovantes et recyclables.

Ce consortium ZEBRA a dévoilé une seconde pale d'éolienne thermoplastique recyclable. En octobre 2024, le projet ZEBRA est parvenu avec succès à recycler la résine "Elium" et les tissus *Ultrablade* provenant des pales d'éoliennes et des déchets de production, les reformulant en matériaux réutilisables. Ce processus en boucle fermée répond à la problématique croissante de la gestion des pales en fin de vie dans l'industrie éolienne.

Cibles [E5-3]

[E5-3 24a, b, c, d] ENGIE ne dispose pas à ce jour de cibles au niveau Groupe quant à la minimisation de l'utilisation de ressources naturelles ou de l'augmentation de ressources recyclées. Un travail d'identification sera mené au cours des prochaines années avec les différentes entités. Le Groupe continuera à mettre en œuvre son passeport des risques matériaux sur d'autres technologies afin de préparer cette identification à raison de quatre nouvelles technologies en 2025.

[E5-3 24c, AR17] Afin d'évaluer la criticité des technologies renouvelables, le Passeport des risques matériaux a permis d'évaluer la criticité des matériaux de quatre technologies relevant respectivement des secteurs de l'éolien (modèle de turbine *onshore* de 6 MW), du photovoltaïque (modèle *tunnel oxide passivated contact* avec indium), des batteries (lithium ion phosphate) et des électrolyseurs (technologie Alkalin).

KPIs [E5-4]

[E5-4 30] Au regard du modèle d'activité du Groupe et des impacts, risques et opportunités identifiés, les principales matières premières entrantes sont le gaz naturel, la biomasse, l'eau et les métaux notamment utilisés dans les technologies des énergies renouvelables. Concernant ces derniers, les études réalisées ainsi que celles actuellement en cours, permettent d'identifier une liste de "matériaux types" caractéristiques de ce genre d'installations. Cependant, une vue exhaustive et précise sur chaque matériau présent dans les technologies renouvelables n'est pas disponible à ce jour. De plus, les études ne couvrent pas l'ensemble des technologies utilisées par le Groupe.

Par exemple, dans le cas des installations éoliennes, les principaux matériaux utilisés incluent l'acier, le cuivre, l'aluminium, le zinc, le plomb, les polymères, les fibres de verre, le béton et les terres rares, entre autres. En ce qui concerne les panneaux photovoltaïques, leur composition type comprend généralement l'aluminium, le béton, le cuivre, le silicium, le zinc, les terres rares, les plastiques/polymères ainsi que le verre. Les batteries sont composées de matériaux tels que le lithium, le graphite, le fer, le cobalt, l'aluminium, ainsi que des plastiques/polymères, parmi d'autres. Quant aux électrolyseurs, ils contiennent notamment du nickel, du cuivre, de l'acier, du zirconium, ainsi que des plastiques/polymères.

Il est important de noter que, bien que ces matériaux soient typiques des technologies en question, la composition exacte peut varier en fonction des fournisseurs, des innovations technologiques et des évolutions réglementaires. Le Groupe s'efforce donc de suivre de près ces évolutions pour affiner sa compréhension des matières premières utilisées. Des efforts sont également en cours pour inclure toutes les technologies du Groupe dans les études afin de garantir une approche plus complète et systématique de l'analyse des matériaux.

[E5-4 31a, 31b, 31c, AR23, 32, AR24] La nomenclature comptable interne et les données d'achats Groupe ne permettent pas de reporter les données en termes de poids de matériaux achetés et de pourcentage de matière recyclée les composant. Un travail sera mené dans les prochaines années en s'inspirant des pratiques de place du secteur de l'énergie.

Sous-enjeu relatif à la réutilisation et la mise à niveau des infrastructures

La réparation et la réutilisation des actifs est un axe de la politique du Groupe. Ces actions concernent notamment la GBU *FlexGen & Retail* (exemple de la conversion des centrales du charbon au gaz) et la GBU Infrastructures (réutilisation des réseaux de gaz naturel avec du biométhane).

Actions et ressources [E5-2]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68 (a)]	Type d'action [MDR-A 68 (a)]	Résultats attendus [MDR-A 68 (a)]	Champs d'application [MDR-A 68 (b)]	Horizon temporel [MDR-A 68 (c)]
Développer le biométhane en Europe (utiliser les ressources locales)	Action menée en 2024	Augmentation de la quantité de gaz vert mis sur le réseau	Activités de la GBU Infrastructures	Annuelle
Réparer les actifs pour prolonger leur durée de vie	Action menée en 2024	Diminution des dépenses en OPEX	Toutes activités opérationnelles	Annuelle

À l'exception de l'action en faveur du développement du biométhane, nécessitant des CAPEX (communs avec les plans d'action concernant le changement climatique, et donc alloués à ce dernier), les autres actions nécessiteront des dépenses (OPEX) qui varieront selon l'activité de mise en œuvre ou de suivi des plans d'action pour le Groupe. Étant donné la nature de ces dépenses, les montants sont considérés comme potentiellement n'ayant pas d'impacts financiers significatifs.

Développement du biométhane en Europe

[MDR-A 68a] Le développement des gaz verts et renouvelables contribue non seulement à la décarbonation mais aussi à la préservation des ressources naturelles. Dès 2017, ENGIE a inscrit dans sa feuille de route le développement des gaz renouvelables.

En septembre 2024, ENGIE a renouvelé son partenariat avec l'Institut National de Recherche pour l'Agriculture, l'Alimentation et l'Environnement (INRAE) dans le cadre d'une collaboration déjà active au sein de programmes de recherche nationaux et européens et à travers des contrats de thèses. Le nouvel accord vise à poursuivre le développement des solutions technologiques innovantes permettant une réduction des résidus organiques associée à la production d'énergie renouvelable grâce à la méthanisation, avec prise en compte des impacts environnementaux, sociétaux et économiques.

Cibles et KPIs [E5-3]

Nature et description de l'objectif	Objectif	Année cible	Reporting 2024	Performance par rapport à l'objectif
Développer les capacités de production de biométhane en Europe	10 TWh par an	2030	1,2 TWh	12%
Développer les capacités d'injection de biométhane dans les réseaux en France	50 TWh par an	2030	13,0 TWh	26%

Sous-enjeu lié au démantèlement

ENGIE s'attache à une gestion responsable du démantèlement des sites. Le démantèlement des actifs industriels concerne principalement les deux GBU *FlexGen & Retail* (centrales charbon ou gaz) et Renouvelables (éolien, solaire) ainsi que Electrabel pour le secteur nucléaire. Les opérations de démantèlement sont gérées localement.

Actions et ressources [E5-2]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Démanteler les centrales nucléaires en Belgique	Action à lancer en 2026	Unités démantelées selon réglementation	Les réacteurs de Doel 3 et de Tihange 2 au sein de la filiale Electrabel	2037
Valoriser au maximum les déchets dangereux et non dangereux issus du démantèlement des sites	Action à lancer	Hausse du taux de recyclage	Toutes activités opérationnelles	Annuelle

[MDR-A 69b, c] Les coûts et les provisions liés au démantèlement nucléaire à venir sont détaillés en Note 17.2 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".

Précision relative au démantèlement des centrales nucléaires en Belgique

À ce stade, les réacteurs concernés se trouvent en phase d''arrêt définitif qui comprend quatre étapes : le déchargement du réacteur et transfert du combustible nucléaire vers les piscines de désactivation, la décontamination du circuit primaire, l'évacuation du combustible vers les bâtiments d'entreposage temporaires puis l'évacuation des filtres et des résines, le rinçage final des circuits, des piscines, évacuation des déchets, des effluents et des produits dangereux.

Lorsque les activités de la phase de mise à l'arrêt seront suffisamment avancées et que le permis le permettra, Electrabel commencera le démantèlement des installations en 2026, selon le planning actuel. Les activités de démantèlement dans le bâtiment du réacteur détermineront la durée de cette phase.

Toutes les opérations de démantèlement d'installations nucléaires sont soumises aux impératifs de sûreté définis par l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN). En parallèle, ce processus de démantèlement induit une gestion des déchets qu'il faudra soit évacuer immédiatement, soit traiter sur les sites avant leur évacuation vers Belgoprocess. Le déclassement d'une centrale nucléaire produit des déchets qui sont à 98% des déchets conventionnels (béton et métaux) qui seront au maximum recyclés et valorisés. Les déchets radioactifs résiduels seront, quant à eux, triés, traités et conditionnés avant d'être transportés vers des centres d'entreposage ou de stockage adaptés à leur nature, conformément l'accord signé avec le Gouvernement belge.

Précision relative au démantèlement des sites hors nucléaires

L'année 2024 ne présente pas d'activité significative en termes de démantèlement.

[MDR-A 68a, b]. Compte tenu de l'importance croissante de la question de l'accès aux matériaux critiques nécessaires aux énergies renouvelables et des défis anticipés liés à la gestion de la fin de vie des actifs dans les années à venir, il est crucial pour chaque pays de la GBU Renouvelables de disposer d'une stratégie de fin de vie. Les éléments importants de cette stratégie sont la structuration de l'approche du démantèlement des parcs éoliens et solaires dans la GBU et la garantie d'une méthode respectueuse de l'environnement pour gérer les volumes croissants dans les années à venir : anticiper et atténuer les risques financiers associés au démantèlement des actifs, assurer une gestion efficace des coûts, identifier les risques potentiels et se conformer aux réglementations sont les fondements de la stratégie *"end of life"* (EOL).

Les grands principes appliqués par cette GBU sont :

- une mise en décharge zéro : la mise en décharge doit être évitée pour tous les actifs d'énergie renouvelable mis hors service ;
- des objectifs de recyclage : au moins 90% des matériaux des panneaux photovoltaïques mis hors service doivent être recyclés, il s'agit notamment de récupérer les matériaux de valeur tels que le silicium, le verre et les métaux ; au moins 90% des matériaux des pales d'éoliennes doivent être recyclés ou réutilisés ;
- un démantèlement écologique : mettre en œuvre des pratiques de démantèlement qui réduisent au minimum les incidences sur l'environnement et les perturbations des écosystèmes et des communautés locales ; veiller à l'élimination en toute sécurité de toute matière dangereuse, conformément aux réglementations locales et internationales ;

- une prolongation de la durée de vie : dans la mesure du possible, prolonger la durée de vie des actifs renouvelables et promouvoir l'utilisation de pièces détachées d'occasion ;
- un engagement auprès des parties prenantes : collaborer avec les parties prenantes externes, telles que les entreprises de recyclage et les communautés locales, afin de soutenir et d'améliorer les efforts en matière d'élimination des déchets ;
- un partage des meilleures pratiques : partager les meilleures pratiques et les leçons apprises dans l'ensemble de la GBU afin d'améliorer continuellement les processus de fin de vie ;
- une collecte de données permettant l'établissement de rapports : rendre compte des quantités de matériaux récupérés, recyclés et éliminés, ainsi que des taux de recyclage et de détournement des décharges.

Le recyclage ou le réemploi des turbines éoliennes et des panneaux solaires est un des neuf engagements du label TED (transition énergétique durable).

[MDR-A 68c] Une telle opération dure six mois en général.

Cibles [E5-3]

Cas des sites nucléaires

[E5-5 39] En Belgique, les déchets issus des centrales nucléaires, notamment leurs déchets radioactifs issus du démantèlement sont suivis par Electrabel, mais aussi par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) qui est chargé de la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales nucléaires. La publication détaillée d'informations relatives aux volumes de combustibles ou de déchets radioactifs de haute activité est proscrite par l'Arrêté Royal belge du 17 octobre 2011 intitulé "Arrêté royal relatif à la protection physique des matières nucléaires et des installations nucléaires".

Cas des démantèlements de sites hors nucléaires

[E5-3 27 AR20] Dans le cadre des opérations de démantèlement, ENGIE applique les législations locales, nationales voire internationales applicables aux déchets.

[E5-3 24e, 25] Concernant la gestion des déchets liés au démantèlement, ENGIE ne dispose pas de cible, sauf pour la GBU Renouvelables qui vise à recycler au moins 90% des matériaux des panneaux photovoltaïques mis hors service notamment pour récupérer les matériaux de valeur tels que le silicium, le verre et les métaux, et au moins 90% des matériaux des pales d'éoliennes. Un travail avec les autres GBU sera mené au cours des prochaines années.

KPIs [E5-5]

[E5-5 37, 37a, 37d, 38, 38a 38b] Le *reporting* environnemental du Groupe ne distingue pas les types de déchets, leurs quantités, leur destination ou la hiérarchie du mode de traitement des déchets liés aux opérations de démantèlement. Un travail sera mené dans les prochaines années pour répondre à la norme le cas échéant.

Informations non matérielles mais importantes pour le Groupe

Les indicateurs concernant les déchets sont publiés, bien que non matériels au sens de l'analyse de double matérialité, afin d'assurer la continuité avec les publications antérieures du Groupe et de répondre aux attentes des interlocuteurs externes.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2024
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	t	1 024 545
• Cendres volantes, refioms	t	63 231
• Cendres cendrées, mâchefers	t	170 959
• Sous-produits de désulfuration	t	17 409
• Boues	t	7 286
• Bois flotté	t	10 792
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	t	870 972
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	31 695
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	7 021

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7).*

3.1.2.3 Taxonomie européenne

3.1.2.3.1 Méthodologie de classement des activités

Afin d'orienter les investissements industriels européens vers des activités durables et atteindre la neutralité carbone en 2050, l'Union européenne s'est dotée, avec le Règlement 2020/852 en date du 18 juin 2020 complété de quatre Actes délégués - (2021/2139) en date du 4 juin 2021, (2022/1214) du 9 mars 2022 et (2023/2485 et 2023/2486) du 27 juin 2023 - d'une taxonomie européenne qui définit les activités économiques réputées durables pour l'environnement. **Le Groupe a suivi un processus en quatre étapes pour identifier les activités éligibles et alignées en application du Règlement européen de la taxonomie des activités durables (2020/852) sur l'ensemble des pays où il opère.** Pour les activités éligibles, le processus a porté sur l'ensemble des six objectifs visés par la taxonomie : les deux objectifs climatiques concernant l'atténuation du changement climatique et l'adaptation au changement climatique ainsi que les quatre autres objectifs environnementaux : utilisation durable et la protection des ressources aquatiques et marines, transition vers une économie circulaire, prévention et le contrôle de la pollution, protection et la restauration de la biodiversité et des écosystèmes).

L'analyse des activités économiques réalisée sur l'ensemble des six objectifs a permis de conclure que le Groupe est essentiellement concerné par l'objectif d'atténuation, en cohérence avec la raison d'être du groupe et sa stratégie de décarbonation, (voir Section 3.10 Annexe - Tableaux Taxonomie). Les activités liées aux autres objectifs, non significatives au regard des indicateurs visés par la taxonomie européenne, sont donc implicitement inclus dans l'objectif d'atténuation déclarée pour le Groupe.

La première étape a consisté à étudier l'éligibilité des activités et à répartir les activités économiques du Groupe en deux catégories : éligibles et non éligibles. Pour ce faire, le Groupe a évalué lesquelles de ses activités correspondaient strictement à une activité économique décrite dans l'un des actes délégués (2021/2139), (2022/1214) ou (2023/2486). Les principales activités retenues comme éligibles sont celles de la GBU Renouvelables (production électrique éolienne, solaire, hydraulique ou géothermale), de la GBU *Energy Solutions* (production et distribution de chaleur avec ou sans de cogénération gaz ou biomasse, services d'efficacité énergétique) et de la GBU *FlexGen & Retail* (stockage d'électricité, production d'électricité à partir de gaz naturel). Pour la GBU Infrastructures, les activités portant sur le verdissement du gaz naturel injecté, transporté et distribué ont été prises en compte en proportion du gaz vert transporté dans les réseaux (activité 4.9 – Transport et distribution d'électricité et 4.14 Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelable et à faible intensité de carbone). Pour la production nucléaire, la prolongation des deux unités belges Doel 4 et Tihange 3 a fait l'objet d'un accord entre l'État belge et le Groupe, accord menant à la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées et détenues à parité entre les parties (ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025, voir Note 24.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). Cette entreprise dédiée sera consolidée en mise en équivalence. Par ailleurs, compte tenu de la définition des CAPEX selon le règlement Taxonomie et/ou la nature des dépenses engagées, les investissements réalisés dans l'activité nucléaire du Groupe sont hors du champ de l'exercice d'analyse Taxonomie. Ainsi, seuls les droits de tirage sur des centrales françaises détenues et identifiées comme éligibles par EDF ont été considérés comme éligibles par le Groupe. Les activités non éligibles concernent principalement les ventes d'électricité et de gaz en tant que commercialisateur ou trading.

La deuxième étape a consisté à isoler parmi les activités éligibles celles qui avaient une contribution substantielle à l'objectif d'atténuation ou d'adaptation au changement climatique en évaluant leur conformité aux critères d'examen technique présentés dans les actes délégués. Le critère des 100 g CO_2/kWh en analyse de cycle de vie ne permet pas aujourd'hui de qualifier à lui seul les actifs de production électrique à partir de gaz naturel du Groupe. Parmi les principaux critères d'examen technique, il est précisé que l'activité est alignée si :

- pour la production d'hydroélectricité : la centrale hydroélectrique est de type "au fil de l'eau" ou le site peut démontrer un ratio de puissance surfacique supérieur à 5W/m^2- certaines installations hydroélectriques de large capacité sont donc non alignées pour cette raison ;
- pour les réseaux de chaleur : le système énergétique est efficace tel que défini par l'UE (un système utilisant au moins 50% d'énergie de sources renouvelables, 50% de chaleur résiduelle, 75% de chaleur produite par cogénération ou 50% d'une combinaison de cette énergie et de chaleur) ;
- pour l'installation d'équipements d'efficacité énergétique ou les services de performance énergétique dans les bâtiments : l'activité est connectée à l'une des activités décrites.

La troisième étape concerne le respect des critères d'examen technique de non-préjudice aux autres objectifs environnementaux *(Does Not Significantly Harm* - DNSH). La gestion des risques liés au changement climatique, à la ressource en eau, à l'économie circulaire, à l'érosion de la biodiversité et à la pollution de l'air est couverte par les politiques environnementales d'ENGIE (voir ESRS E1 à E5 et le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse). L'évaluation de la conformité a été réalisée par les correspondants environnementaux pour chaque activité sur base des principaux éléments suivants :

- l'analyse des risques liés aux changements climatiques (risques physiques), au stress hydrique, à la pollution (NOx, SOx, PM), à la protection des zones protégées qui est mise à jour chaque année dans le cadre du *reporting* environnemental sur les sites en opération ;
- l'élaboration de plan de management environnemental dans le cadre des objectifs volontaires ESG du Groupe ;
- les certifications EMAS ou ISO14001 pour les installations à plus fort impact environnemental comme les sites de production hydraulique.

La quatrième étape concerne la conformité du Groupe aux garanties minimales (*minimum safeguards*). Cette conformité est assurée par les politiques de la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* du Groupe et en particulier par la politique en matière de droits humains qui fait référence aux grands standards internationaux et par les référentiels Intégrité et Conformité Éthique permettant d'établir les procédures de lutte contre la corruption et d'exercice d'une concurrence loyale, ainsi que par l'analyse des risques et des plans d'actions du devoir de vigilance et son dispositif de signalement et de rapport des incidents éthiques. Le dispositif et le plan de vigilance sont détaillés dans les Sections 3.1.4.1 "Éthique et conduite des affaires" et 3.2 "Plan de vigilance", ainsi que sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte et https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Les activités considérées comme alignées sont celles qui répondent favorablement aux quatre étapes décrites ci-dessus. Les résultats font par ailleurs l'objet d'une note de suivi au CEEDD et au Conseil d'Administration.

3.1.2.3.2 Méthode de calcul des indicateurs

Le Règlement 2021/2078 en date du 6 juillet 2021 impose de publier dans le présent État de durabilité, (précédemment DPEF), à compter de l'année 2022, les taux d'éligibilité et d'alignement des activités à cette taxonomie au travers de trois indicateurs définis par la taxonomie :

- chiffre d'affaires (CA) ;
- dépenses d'investissement (CAPEX) ;
- dépenses opérationnelles (OPEX).

Les indicateurs CA, CAPEX et OPEX retenus pour ces calculs de taux d'éligibilité sont strictement conformes aux définitions de la taxonomie.

Le Chiffre d'affaires correspond au CA publié par le Groupe (voir Note 7 "Ventes" de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"), c'est-à-dire qu'il exclut le CA des sociétés mises en équivalence (comme Ocean Winds, partenariat avec EDP Renovàveis dans le domaine de l'éolien en mer). Par ailleurs, le chiffre d'affaires issu d'un site de production d'énergie éligible à la taxonomie doit être retenu même dans le cas où la vente finale à un tiers externe est réalisée par le commercialisateur du Groupe (GEMS), et non directement par l'entité productrice de l'énergie durable.

L'indicateur CAPEX défini par la taxonomie est différent de celui retenu par ENGIE (CAPEX) dans son dialogue de gestion et dans sa communication financière au marché (CAPEX de croissance). En particulier, sont exclus par la taxonomie les investissements financiers, dans les sociétés mises en équivalence, ainsi que les cessions *Design Build Own Operate* (DBSO) y compris *tax equity* reçus. La réconciliation entre les CAPEX ENGIE et les CAPEX taxonomie est la suivante (la réconciliation entre les CAPEX et les CAPEX de croissance est présentée dans la Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") :

Données au 31 décembre 2024 *(en millions d'euros)*	**Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) [1]**	**CAPEX Taxonomie**
Investissements corporels et incorporels	10 129	10 129
Montants reçus au titre des systèmes de tax equity	-744	-327
(-) Variation dettes sur investissements corporels et incorporels		*4*
Entrée investissements corporels et incorporels résultant de "Business combinations"		1 489
Variations de périmètres – Acquisitions	311	
(+) Autres	*-4*	
Prise de contrôle sur des filiales nettes de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	670	
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*184*	
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	66	
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	-1 693	
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	4 289	
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO	*-830*	
(-) Investissements financiers Synatom / Cessions d'actifs financiers Synatom	*-2 495*	
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	87	
Droits d'utilisation des actifs (IFRS 16)		998
TOTAL	**9 970**	**12 294**

(1) Voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Depuis 2022, ENGIE a adapté son plan de comptes pour suivre strictement la définition retenue par la réglementation européenne pour **l'indicateur OPEX** à savoir les coûts directs non-inscrits à l'actif qui concernent la recherche-développement, la rénovation des bâtiments, les contrats de location, l'entretien et la réparation, et toute autre dépense directe, liée à l'entretien courant d'actifs corporels. Les résultats 2024 sont présentés dans les trois tableaux ci-après avec une ventilation des résultats par segment.

CHIFFRE D'AFFAIRES (CA) 2024 RETENU PAR LA TAXONOMIE

Segment	**CA éligible (M€) : A**	**CA aligné (M€) : B**	**CA total (M€) : C**	**Taux d'éligibilité du CA : (A/C)**	**Taux d'alignement du CA : (B/C)**
Renouvelables	5 402	5 107	5 467	99%	93%
Infrastructures	611	547	7 231	8%	8%
Energy Solutions	7 027	5 980	9 853	71%	61%
FlexGen & Retail	4 014	1 232	19 007	21%	6%
Nucléaire	890	890	68		
Autres (dont GEMS)	154	70	32 187	0%	0%
TOTAL	**18 099**	**13 826**	**73 812**	**25%**	**19%**

CHIFFRE D'AFFAIRES (CA) 2023 RETENU PAR LA TAXONOMIE

Segment	**CA éligible (M€) : A**	**CA aligné (M€) : B**	**CA total (M€) : C**	**Taux d'éligibilité du CA : (A/C)**	**Taux d'alignement du CA : (B/C)**
Renouvelables	5 357	4 996	5 512	97%	91%
Infrastructures	470	379	6 873	7%	6%
Energy Solutions	7 738	6 826	11 033	70%	62%
FlexGen & Retail	5 175	1 428	21 707	24%	7%
Nucléaire	815	815	118		
Autres (dont GEMS)	81	73	37 322	0%	0%
TOTAL	**19 635**	**14 517**	**82 565**	**24%**	**18%**

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT (CAPEX) 2024 RETENUES PAR LA TAXONOMIE

Segment	CAPEX éligible (M€) : A	CAPEX aligné (M€) : B	CAPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des CAPEX : (A/C)	Taux d'alignement des CAPEX : (B/C)
Renouvelables	5 882	5 877	5 914	99%	99%
Infrastructures	311	267	2 269	14%	12%
Energy Solutions	879	734	1 256	70%	58%
FlexGen & Retail	1 229	617	1 519	81%	41%
Nucléaire	88	88	336	26%	26%
Autres	-7	-8	999	-1%	-1%
TOTAL	**8 382**	**7 576**	**12 294**	**68%**	**62%**

Information sur les émissions obligataires vertes

Conformément aux engagements du Groupe, ENGIE procède à l'émission d'obligations vertes (*Green Bonds*) qui répondent aux dispositions du *Green Financing Framework*. Le produit de ces obligations est utilisé pour financer, en tout ou partie, des projets soutenant la transition vers une économie bas carbone, notamment dans les énergies renouvelables.

Pour rappel, selon le *Green Financing Framework* (voir Section 5.3 "Obligations vertes"), le Groupe dispose d'une période de 24 mois suivant l'émission de l'instrument de financement vert pour allouer les fonds à des Projets Éligibles Verts, ou pour les refinancer le cas échéant (trois ans si l'obligation a une durée de 10 ans ou plus) tandis que l'indicateur CAPEX de la taxonomie européenne se calcule sur les investissements réalisés sur la période en cours. En 2024, ENGIE a procédé à l'allocation de produits d'obligations vertes à hauteur de 3,5 milliards d'euros, dont 1,7 milliards d'euros et 0,6 milliard d'euros concernent des dépenses engagées au cours de l'exercice 2024 sur des projets de la GBU Renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et des projets de stockage d'électricité de la GBU *FlexGen & Retail*. Les activités visées sont considérées 100 % éligibles et alignées, selon les critères de la taxonomie européenne. Par ailleurs, ces produits d'obligations vertes alloués en 2024 incluent 0,4 milliard d'euros de CAPEX engagés sur des exercices précédents et 0,1 milliard d'euros de CAPEX exclus du champ d'application de la taxonomie (entités mises en équivalence et dépenses de R&I).

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT (CAPEX) 2023 RETENUES PAR LA TAXONOMIE

Segment	CAPEX éligible (M€) : A	CAPEX aligné (M€) : B	CAPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des CAPEX : (A/C)	Taux d'alignement des CAPEX : (B/C)
Renouvelables	4 687	4 668	4 707	100%	99%
Infrastructures	357	261	2 099	17%	12%
Energy Solutions	818	705	1 040	79%	68%
FlexGen & Retail	2 062	1 555	2 348	88%	66%
Nucléaire	45	45	170	27%	27%
Autres	23	23	692	3%	3%
TOTAL	**7 992**	**7 258**	**11 055**	**72%**	**66%**

DÉPENSES OPÉRATIONNELLES (OPEX) 2024 RETENUES PAR LA TAXONOMIE

Segment	OPEX éligible (M€) : A	OPEX aligné (M€) : B	OPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des OPEX : (A/C)	Taux d'alignement des OPEX : (B/C)
Renouvelables	679	669	720	94%	93%
Infrastructures	104	70	953	11%	7%
Energy Solutions	1 291	1 025	1 747	74%	59%
FlexGen & Retail	297	40	750	40%	5%
Nucléaire	37	37	193	19%	19%
Autres	0	0	22	0%	0%
TOTAL	**2 408**	**1 842**	**4 384**	**55%**	**42%**

DÉPENSES OPÉRATIONNELLES (OPEX) 2023 RETENUES PAR LA TAXONOMIE

Segment	OPEX éligible (M€) : A	OPEX aligné (M€) : B	OPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des OPEX : (A/C)	Taux d'alignement des OPEX : (B/C)
Renouvelables	515	507	553	93%	92%
Infrastructures	93	60	907	10%	7%
Energy Solutions	723	489	876	83%	56%
FlexGen & Retail	267	35	631	42%	6%
Nucléaire	35	35	198	18%	18%
Autres	-	-	6	0%	0%
TOTAL	**1 633**	**1 126**	**3 172**	**51%**	**35%**

ENGIE affiche en 2024, un **chiffre d'affaires** éligible et aligné à la taxonomie en légère hausse à hauteur respectivement de 25% et de 19% du fait de la normalisation des activités *merchant*, des CAPEX éligibles à hauteur de 68% et alignés à hauteur de 62%, en baisse par rapport à 2023 (72% et 66%) en lien avec l'acquisition en 2023 de BRP aux États Unis (activité batteries) de la GBU *FlexGen & Retail*, et des OPEX éligibles à la taxonomie à hauteur de 55% et alignés à hauteur de 42%.

Ces chiffres Groupe en 2024 comme en 2023 recouvrent des disparités importantes en fonction des métiers.

Les activités de la **GBU Renouvelables** sont en très grande partie éligibles (99% pour le CA, 99% pour les CAPEX) et quasi toutes alignées (93% pour le CA, 99% pour les CAPEX).

Les activités de la **GBU *Energy Solutions*** sont majoritairement éligibles (71% pour le CA, 70% pour les CAPEX) et majoritairement alignées (61% pour le CA, 58% pour les CAPEX).

Les activités de la **GBU *FlexGen & Retail*** sont minoritairement éligibles et alignées à la taxonomie pour le CA (21%), à l'inverse grâce au développement des activités de batterie les CAPEX deviennent majoritairement éligibles et alignés (81% et 41% en 2024).

Les activités de la **GBU Infrastructures** sont également minoritairement éligibles et alignées. En revanche, au fur et à mesure que les trois activités d'infrastructures gaz (transport, distribution et stockage) seront converties aux gaz renouvelables et au stockage d'hydrogène, elles deviendront progressivement éligibles et alignées.

Les activités **Nucléaire** sont éligibles et alignées pour la part correspondant aux droits de tirage sur les centrales françaises identifiées comme éligibles et alignées par EDF.

Enfin, les activités **Autres** (dont GEMS qui vend de l'énergie aux entreprises, et qui propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients) ne sont pas éligibles à la taxonomie.

À noter que le calcul d'éligibilité du plan de CAPEX de croissance 2025-2027 (voir 6.1.1.1.2 de la Section 6.1.1 "Rapport d'activité") donne un ratio d'éligibilité de 87% et un ratio d'alignement de 82%, nettement supérieurs aux taux calculés sur l'ensemble des CAPEX (croissance et maintenance). Ces ratios d'éligibilité et d'alignement sur les CAPEX de croissance reflètent l'engagement du Groupe vers une économie neutre en carbone qui se traduit dans ses investissements financiers. De plus, ENGIE a pris en compte, dans ses CAPEX de croissance, ceux encourus dans l'objectif de prolonger la durée de vie des deux unités nucléaires en Belgique de 2025 à 2035, conformément à l'accord avec l'État belge dont le *closing* est attendu au plus tard le 14 mars 2025 (voir Note 24.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

L'analyse taxonomie du plan de CAPEX 2025-2027 est présentée dans les tableaux ci-après avec d'une part l'indicateur CAPEX défini par la taxonomie et d'autre part l'indicateur CAPEX de croissance tel que suivi par le Groupe (voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT (CAPEX) RETENUES PAR LA TAXONOMIE

	Plan 2025-2027		Plan 2024-2026	
Segment	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement
Renouvelables	100%	100%	100%	100%
Infrastructures	31%	25%	31%	22%
FlexGen	95%	67%	71%	50%
Autres activités	48%	44%	47%	38%
Dépenses d'investissement retenues par la taxonomie (CAPEX croissance et maintenance)	**72%**	**67%**	**72%**	**65%**

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT DE CROISSANCE (CAPEX)

	Plan 2025-2027		Plan 2024-2026	
Segment	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement
Renouvelables	100%	100%	100%	100%
Infrastructures	71%	62%	76%	58%
FlexGen	100%	77%	96%	68%
Autres activités	67%	58%	70%	62%
Dépenses d'investissement de croissance [1]	**87%**	**82%**	**90%**	**83%**

(1) (Voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le calcul d'éligibilité et d'alignement sur le plan de CAPEX 2025-2027 est porté par les dépenses prévues pour les activités de la GBU Renouvelables qui représente plus de la moitié des dépenses sur le plan de CAPEX du Groupe. Les tableaux reprenant les modèles standards pour les informations liées aux données 2024 sur les indicateurs Chiffre d'affaires, CAPEX et OPEX selon le Règlement délégué (UE) n°2021/2178 de la Commission Européenne du 6 juillet 2021 ainsi que ceux reprenant les modèles standards pour la publication des informations liées aux activités nucléaires et gaz selon le Règlement délégué (UE) n°2022/ 1214 de la Commission européenne du 9 mars 2022 se trouvent en Section 3.1.5.5 "Tableaux taxonomie".

3.1.3 Informations sociales [ESRS S1 à S4]

3.1.3.1 Le respect des droits humains [S1-1, S2-1, S3-1, S4-1]

Cette section décrit l'approche droits humains du Groupe et s'applique à l'ensemble des impacts négatifs matériels de type droits humains identifiés dans le cadre de l'exercice de double matérialité. Cet exercice s'est par ailleurs nourri des risques identifiés via le processus de vigilance (voir Section 3.2 "Plan de vigilance" pour de plus amples informations).

Tous les IROs relatifs au personnel de l'entreprise, aux travailleurs de la chaîne de valeur, aux communautés affectées, et aux consommateurs et utilisateurs finals, sont décrits dans la Section 3.1.1.4.2. Ces IROs, de même que les engagements, les politiques, les actions et cibles du Groupe sont traités dans les sections relatives au personnel de l'entreprise (Section 3.1.3.2), aux travailleurs de la chaîne de valeur (Sections 3.1.3.3 et 3.1.3.4), aux communautés affectées (Section 3.1.3.5) et aux consommateurs et utilisateurs finals (Section 3.1.3.6).

Les engagements droits humains du Groupe

ENGIE s'engage (i) à respecter les droits humains de tous les individus et groupes susceptibles d'être affectés par ses activités et (ii) à ce que ses activités soient conduites en conformité avec les plus hauts standards de protection et a minima avec les dispositions des textes internationaux de protection et de défense des droits humains. Ces engagements sont énoncés dans la Politique de vigilance - droits humains du Groupe.

Approche retenue

ENGIE considère que les droits humains doivent fonder la transition énergétique juste, à laquelle ENGIE aspire et qui est au cœur de sa raison d'être. Les activités d'ENGIE ont un impact positif sur de nombreuses personnes et participent au développement des régions dans lesquelles le Groupe opère. ENGIE assure notamment l'accès à l'énergie et favorise l'emploi dans les pays où le Groupe est présent. Toutefois, l'impact positif qu'ENGIE cherche à atteindre ne peut être créé que lorsque les droits des personnes affectées par les opérations et la chaîne de valeur de l'entreprise sont respectés.

Le respect des droits humains est au cœur du Code de conduite éthique d'ENGIE, de ses politiques, notamment sa Politique de vigilance - droits humains, et de son plan de vigilance (voir Section 3.2.) pris en conformité avec la loi française sur le devoir de vigilance des sociétés-mères et entreprises donneuses d'ordres. Les engagements du Groupe en matière de droits humains s'inscrivent également dans le dialogue social du Groupe notamment dans le cadre de l'Accord mondial d'ENGIE portant sur les droits sociaux fondamentaux et la responsabilité sociale qui a été signé en janvier 2022 (voir Section 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social"). Cet Accord est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/news/accord-social-mondial.

Des outils tels que le Code de conduite éthique disponible sur le site internet du Groupe en 15 langues, des formations, des guides (guide sur la lutte contre le harcèlement sexuel et les agissements sexistes), ont été déployés pour sensibiliser les collaborateurs sur les sujets relatifs aux droits humains, au devoir de vigilance et au dispositif d'alerte du Groupe.

De plus amples informations sur la démarche de vigilance droits humains du Groupe sont disponibles à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/politique-droits-humains.

Les politiques du Groupe

[S1-1 21, S2-1 19, S3-1 17, S4-1 17] Les politiques d'ENGIE sont alignées sur les normes internationalement reconnues applicables au personnel de l'entreprise, aux travailleurs de la chaîne de valeur, aux communautés affectées, et aux consommateurs et utilisateurs finals, notamment sur les principes directeurs des Nations unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme.

Pour s'assurer du respect de ses engagements en matière de droits humains, pour répondre aux exigences réglementaires et pour gérer les enjeux droits humains du Groupe, le Groupe s'appuie en premier lieu sur sa Politique de vigilance - droits humains, une politique socle couvrant l'ensemble des impacts négatifs pour les personnes.

Cette partie décrit plus en détail la Politique de vigilance - droits humains ainsi que la Politique Transition juste qui s'appliquent de manière transverse aux différentes sections relatives aux informations sociales.

Politique de vigilance - droits humains

[MDR-P] La Politique de vigilance - droits humains d'ENGIE a pour objet de définir les engagements du Groupe relatifs aux droits humains et les moyens pour s'assurer de leur bon respect. Cette politique constitue le socle sur lequel repose l'ensemble de la démarche de vigilance du Groupe en matière de droits humains.

Elle vise ainsi à identifier, prévenir et gérer les risques d'atteintes aux droits humains de toute personne, et notamment des travailleurs, des communautés, des usagers et clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur d'ENGIE. Elle vise également à s'assurer que tout incident relatif aux droits humains soit traité de manière appropriée.

[MDR-P]	Politique de vigilance - droits humains
Champ d'application	Elle s'applique à l'ensemble des sociétés contrôlées par ENGIE SA. Les exigences d'identification et de gestion des risques demandées couvrent l'ensemble des activités du Groupe, ainsi que celles de ses relations commerciales dans le cadre de leurs activités pour le Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* rattachée à la Direction Juridique et Éthique du groupe ENGIE, elle-même sous l'autorité de la Secrétaire Générale, est en charge de la mise en œuvre de cette politique. Elle est déployée au sein des GBU et des entités par la filière juridique et éthique ainsi que par les autres directions concernées.
Référence aux normes ou initiatives tierces	• Charte internationale des droits de l'Homme, composée de la Déclaration Universelle des Droits de l'Homme de 1948, du Pacte International sur les Droits civils et politiques et du Pacte international sur les droits économiques, sociaux et culturels de 1966 ; • Conventions fondamentales de l'Organisation Internationale du Travail (OIT) ; • Principes Directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme ; • Principes Directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales ; • Déclaration de principes tripartite de l'OIT sur les entreprises multinationales et la politique sociale ; • Pacte Mondial des Nations Unies.
Modalité de mise à disposition de la politique	• La Politique est disponible sur le site internet d'ENGIE (https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-12/Politique%20de%20vigilance%20droits%20humains%202024%20VF.pdf), et a été mise à jour en 2024 ; • Une formation dispensée par la Direction Éthique, *Compliance* et *Privacy* sur la démarche droits humains du Groupe et un *e-learning* visent également à porter à la connaissance de tout collaborateur cette politique.

Politique Transition juste

La Politique Transition juste s'intègre dans la raison d'être du Groupe. La notion de "Transition Juste" découle de la conviction qu'une transition vers une économie plus sobre en carbone et durable ne peut se faire sans intégrer la dimension sociale. Elle doit être menée de manière équitable pour toutes les parties prenantes : personnel de l'entreprise, travailleurs de la chaîne de valeur, communautés affectées, consommateurs et utilisateurs finals et doit viser à minimiser les effets négatifs de la transition tout en maximisant ses effets positifs.

La transition repose ainsi sur une gestion maîtrisée des restructurations avec un accompagnement lors de la fermeture de sites en assurant une attention à l'employabilité, un développement des compétences et un socle commun de garanties pour l'ensemble des travailleurs. Elle porte également sur une contribution au développement économique et social des territoires avec la construction de projets et la fourniture d'une énergie à un coût abordable. Enfin, elle contribue à la résilience des territoires avec la préservation des ressources naturelles et des communautés locales et la réduction de la vulnérabilité des territoires.

[MDR-P]	Politique Transition juste
Champ d'application	L'ensemble des activités du Groupe, ainsi que la chaîne amont. Elle couvre les entités du *reporting* financier consolidé.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces	Accord de Paris sur le climat de 2015. Principes directeurs de l'Organisation Internationale du Travail (OIT).
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique est disponible sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/publications-rse

Prévenir et gérer les incidences négatives liées aux droits humains

[S1-1 20c, S2-1 17c, S3-1 16c, S4-1 16c] La Politique de vigilance - droits humains prévoit les processus de vigilance au niveau du Groupe et au niveau opérationnel pour s'assurer de la gestion des risques liés aux droits humains dans le cadre de toutes ses activités. Chaque GBU et entité s'assure du respect des engagements droits humains du Groupe dans leur périmètre d'activité. Selon les risques identifiés, il leur est demandé de :

- évaluer annuellement le risque de porter atteinte à un droit humain au travers du processus *Enterprise risk management* (ERM) du Groupe et mettre en place les plans d'actions pour tout risque identifié ;
- analyser au préalable pour les nouvelles activités commerciales (nouveau projet ou nouvelle relation commerciale) les risques liés aux droits humains ;
- s'assurer du respect des engagements du Groupe par leurs relations commerciales ;
- sensibiliser les collaborateurs, a minima les plus concernés, aux enjeux en matière de droits humains dans l'exercice de leur fonction ;
- mettre en place des mécanismes de dialogue et de réclamation pour les parties prenantes potentiellement impactées par leurs activités ;
- faire connaître le dispositif d'alerte du Groupe et reporter tout incident relatif aux droits humains selon les processus internes.

Le suivi de la bonne application de la Politique de vigilance - droits humains et du déploiement des processus demandés est intégré dans les processus de conformité éthique du Groupe (voir Section 3.2.1.1 "Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains" et Section 3.1.4.1.7 "Contrôles et certifications" pour de plus amples informations). Ces processus de suivi permettent de s'assurer de l'application effective du plan de vigilance en matière de droits humains et de définir si besoin des actions supplémentaires de contrôle, telles que des audits internes ou externes.

Les mesures de prévention et de gestion des incidences négatives liées aux droits humains concernant le personnel de l'entreprise, les travailleurs de la chaîne de valeur d'ENGIE, les communautés potentiellement affectées par les activités du Groupe et les consommateurs et utilisateurs finals sont détaillées dans les Sections relatives au personnel de l'entreprise (Section 3.1.3.2), aux travailleurs de la chaîne de valeur (Sections 3.1.3.3 et 3.1.3.4), aux communautés affectées (Section 3.1.3.5) et aux consommateurs et utilisateurs finals (Section 3.1.3.6).

Procédures visant à remédier aux incidences négatives et dispositif d'alerte

[S1-3 32, S2-3 27, S3-3 27, S4-3 25] En application de la Politique de vigilance - droits humains, le Groupe s'efforce de mettre tout en œuvre pour recueillir et traiter, et ceci de manière respectueuse des droits des personnes concernées, toute alerte relative à ses activités et à leurs impacts négatifs éventuels sur les droits humains.

[S3-3 28, S1-3 33, S2-3 28, S4-3 26] ENGIE a mis en place des dispositifs pour permettre à toute personne de lui faire part directement de ses préoccupations ou de ses besoins et de demander d'y remédier. L'existence des mécanismes de réclamations mis en place au niveau local et au niveau du Groupe est communiquée auprès des parties prenantes externes. Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe, au dispositif Groupe de *reporting* managérial des incidents éthiques ainsi qu'à la manière dont le Groupe surveille et suit les questions soulevées et traitées et dont il garantit l'efficacité des dispositifs sont décrites dans la Section 3.1.4.1.5 "Signalement et rapport des incidents éthiques".

Les éléments relatifs aux canaux spécifiques sont décrits dans les Sections relatives au personnel de l'entreprise (Section 3.1.3.2), aux travailleurs de la chaîne de valeur (Sections 3.1.3.3 et 3.1.3.4), aux communautés affectées (Section 3.1.3.5) et aux consommateurs et utilisateurs finals (Section 3.1.3.6).

3.1.3.2 Personnel de l'entreprise [ESRS S1]

3.1.3.2.1 Introduction [ESRS-S1 SBM-2, ESRS S1 SBM-3, S1-1, S1-3, S1-4, S1-6]

Le succès d'une organisation ne se mesure pas seulement à sa performance économique, mais aussi à l'adhésion de son personnel au projet et à l'ambition de l'entreprise. Le Groupe ENGIE met au cœur de sa stratégie RH, la valorisation de son capital humain.

L'action RH vise à attirer, développer, accroître et fidéliser les meilleurs talents. L'intégration des critères de durabilité et de transparence nécessite une adaptation constante des politiques de recrutement, de diversité et inclusion, de développement et formation, de parcours de carrière et de rétention des talents.

Présentation générale du personnel salarié du Groupe ENGIE

Au 31 décembre 2024, ENGIE compte 97 967 salariés répartis dans plus de 30 pays, avec une forte présence en Europe (77% des effectifs), notamment en France (47%).

(Voir la Section 3.1.3.2.2 "Salariés du Groupe ENGIE" pour plus de détails).

Intérêts et points de vue du personnel du Groupe

[SBM-2 12] Comme détaillé dans la première partie Informations Générales, en Section 3.1.1.2.3 "[SBM-2] Implication des parties prenantes", les salariés du Groupe ENGIE constituent une des huit catégories de parties prenantes identifiées par le Groupe qui adapte son dialogue à leurs spécificités.

L'enquête interne *ENGIE&Me*, recueille chaque année de manière anonyme le point de vue des salariés sur leur rapport à l'entreprise ainsi que sur leur perception de la prise en considération de leurs intérêts dans la stratégie du Groupe. Depuis 2022, l'engagement des salariés du Groupe est constant ou en amélioration, atteignant en 2024, un taux d'engagement durable de 87%.

Dans le cadre de l'analyse de double matérialité, le personnel salarié et le représentant de ceux-ci ayant répondu favorablement à l'invitation du Groupe parmi ceux conviés ont été consultés pour recueillir leurs commentaires qualitatifs sur les enjeux de durabilité.

IROs matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle d'affaires d'ENGIE [SBM-3]

Les résultats de l'analyse de double matérialité reflètent la part importante que revêt le personnel dans la stratégie du Groupe. Quatre impacts positifs, cinq impacts négatifs et six risques matériels sont identifiés.

Le tableau ci-dessous présente un rappel de ces impacts et risques regroupés par enjeu de durabilité :

Impacts positifs	Impacts négatifs	Risques
CONDITIONS DE TRAVAIL ET DIALOGUE SOCIAL *(voir Section 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social")*		
• Le personnel du Groupe peut bénéficier à court, moyen et long termes d'une amélioration de ses conditions de travail et droits fondamentaux, notamment au travers de l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité et protection sociale, ainsi que grâce aux efforts du Groupe en matière de transition énergétique qui favorisent les activités et environnements de travail plus sains et plus sûrs.	• La dégradation du dialogue social et des négociations salariales, particulièrement dans un contexte de transformation / d'évolution stratégique du Groupe et/ou de changements dans la législation et la réglementation applicables à ses activités.	• Le risque juridique (paiement d'amendes, coûts de procédures et dommages) en cas de non-respect de la réglementation (droits des travailleurs). • L'augmentation incontrôlée du coût des avantages sociaux accordés aux anciens employés (pensions de retraite, etc.).
ÉQUITÉ, DIVERSITÉ ET INCLUSION *(voir Section 3.1.3.2.4 "Équité, diversité et inclusion")*		
• L'engagement du Groupe en faveur de la diversité, de l'équité et de l'inclusion, moteur d'impacts positifs sur la société.	• L'exposition au risque, pour les employés ou les candidats, de discrimination, de harcèlement ou de préjugés sur le lieu de travail.	• Le risque juridique (paiement d'amendes, coûts de procédures et dommages) en cas de non-respect de la législation et la réglementation en vigueur.
TALENTS ET COMPÉTENCES *(voir Section 3.1.3.2.5 "Talents et compétences"*		
• Le développement des compétences des salariés leur permettant d'améliorer leur employabilité et d'évoluer dans leur carrière (exemples : transition durable, digitalisation). • La contribution d'ENGIE à l'amélioration des compétences et à l'adaptation de sa main-d'œuvre à de nouvelles professions, ainsi qu'à l'intégration de personnes marginalisées par le biais de nouvelles opportunités de travail dans son contexte de transformation.	• La perte potentielle d'emplois liée à l'évolution du modèle d'affaires d'ENGIE, à l'évolution du marché du travail et à l'introduction de technologies disruptives telles que l'IA générative.	• Le risque d'inadéquation entre les ressources/compétences et les postes à pourvoir (risque de pénurie de personnes qualifiées, d'indisponibilité de personnel flexible pour répondre aux besoins, de perte de compétences clés en cas de départ, de mobilité ou de recrutement dans des lieux peu attractifs).
SANTÉ ET SÉCURITÉ DU PERSONNEL *(voir Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs")*		
	• L'exposition des travailleurs à des risques susceptibles de porter atteinte à leur intégrité physique (accidents, risques sanitaires et maladies professionnelles). • L'exposition des travailleurs à des risques pouvant porter atteinte à leur intégrité psychologique (risques psychosociaux).	• Les risques juridiques (amendes, coûts des procédures, dommages et intérêts) dans le cas où l'entreprise est reconnue coupable. • Le risque réputationnel dans les cas d'accidents graves (dont les accidents industriels) ou les allégations d'incidents graves.

[SBM-3 13a, b] L'analyse de double matérialité menée par le Groupe a permis de faire émerger des impacts et risques, réels ou potentiels, résultant de la stratégie ou du modèle d'affaires du Groupe ou influant sur ceux-ci.

- deux impacts négatifs directement liés au modèle d'affaires du Groupe : la dégradation du dialogue social et des négociations salariales et la perte potentielle d'emplois ;
- un impact positif qui porte sur les enjeux de formation du personnel, découlant des choix stratégiques d'ENGIE ;
- un risque d'inadéquation entre les ressources/compétences et les postes à pourvoir, en lien avec l'évolution du modèle d'affaires du Groupe.

[SBM-3 14e] ENGIE accompagne sa transformation vers des opérations plus respectueuses de l'environnement, visant la neutralité carbone. Dans un contexte de restructuration pour assurer la transition énergétique des secteurs liés aux énergies fossiles, le Groupe s'efforce d'anticiper et de minimiser les impacts sociaux potentiels pour son personnel. Cette évolution comporte certains risques, tels que des "pertes potentielles d'emplois liées au changement du modèle d'affaires d'ENGIE, à l'évolution du marché du travail et à l'introduction de technologies disruptives comme l'IA générative". Elle peut aussi créer un "décalage entre les compétences disponibles et les nouveaux besoins, entraînant des pénuries de personnel qualifié et la perte de savoir-faire clés en cas de départs ou de mobilités géographiques". Conscient de ces enjeux, ENGIE voit également cette transformation comme une opportunité pour créer des emplois et renforcer les compétences de ses salariés. En investissant dans la formation, le Groupe soutient l'employabilité et le développement professionnel de ses équipes.

[SBM-3 14b] Le Groupe analyse régulièrement les impacts négatifs susceptibles d'affecter les salariés, tels que les problèmes de santé et sécurité, les inégalités salariales ou les discriminations. L'identification et la gestion de ces impacts est un élément clé de la démarche de vigilance droits humains du Groupe tel que décrit dans la Section 3.1.3.1 "Le respect

des droits humains". Parmi les impacts négatifs identifiés à la suite de l'analyse de double matérialité, celui de la détérioration du dialogue social et des négociations salariales est ponctuel car il ne concerne que des évènements et périodes spécifiques (réformes externes ou internes par exemple) alors que ceux liés aux enjeux d'équité, diversité et inclusion et de développement des talents et compétences sont systémiques.

[SBM-3 14d] Les risques découlant des impacts sur les salariés sont essentiels pour la viabilité à long terme du Groupe. En effet, la dépendance vis-à-vis d'un personnel qualifié, motivé et en adéquation avec les évolutions du marché est cruciale pour maintenir et renforcer la compétitivité du Groupe. De plus, la capacité à bien gérer les relations sociales, l'inclusion et le développement des compétences influence directement la résilience d'ENGIE, ainsi que sa capacité à répondre aux exigences croissantes en matière de durabilité et de responsabilité sociale.

Ainsi, les risques identifiés (juridiques, perte de talents, inadéquation des compétences, tensions sociales) font partie intégrale de la stratégie de gestion des risques de l'entreprise, tandis que les impacts positifs (meilleures conditions de travail, inclusion, développement des talents) sont exploités pour renforcer la compétitivité et la durabilité du modèle d'affaires d'ENGIE.

Membres du personnel et activités du Groupe concernés

[SBM-3 14a] Le Groupe distingue les différentes catégories de salariés au sein de son personnel susceptibles d'être négativement impactées, à savoir :

- les salariés du groupe ENGIE en contrat à durée indéterminée (contrat permanent) ;
- les salariés du groupe ENGIE en contrat à durée déterminée (contrat temporaire) ;
- les salariés du groupe ENGIE en contrat à nombre d'heures non garanti ;
- les apprentis.

Ces catégories sont systématiquement incluses dans les analyses pour assurer que chaque type de collaborateur bénéficie d'un cadre de travail sûr et équitable.

[SBM-3 14c] Parallèlement, des initiatives visant à favoriser les impacts positifs pour l'ensemble du personnel, notamment à travers des programmes de formation continue, des politiques talents, rémunération et d'inclusion sont mises en place.

[SBM-3 15] Le Groupe tient également compte d'une plus grande exposition ou vulnérabilité au risque d'impact négatif pour certains salariés ou groupes spécifiques de salariés, en raison de leurs caractéristiques, de leur environnement de travail ou de leurs fonctions. C'est le cas des femmes, des personnes en situation de handicap ou des travailleurs migrants. En cas d'activités dans les pays ou zones considérés à "hauts risques" en matière de droits humains, comme les zones de conflits, le Groupe exerce une vigilance particulière.

[SBM-3 16] Considérant les résultats actuels de l'analyse de double matérialité du Groupe, aucun impact ou risque ne s'applique qu'à un groupe spécifique de salariés plus vulnérables.

Travail forcé, travail obligatoire et travail des enfants

[SBM-3 14f, g] ENGIE n'a pas identifié de risque non négligeable de travail forcé, de travail obligatoire ou de travail des enfants. En effet, même si AMEA est une zone géographique du Groupe pouvant être considérée comme à risque, le type d'activités exercées par le Groupe nécessite une main d'œuvre qualifiée. Ce qui réduit significativement le risque de travail forcé, travail obligatoire ou travail des enfants.

Canaux permettant au personnel de l'entreprise de faire part de ses préoccupations [S1-3]

[S1-3 32a, e, 33]

Le dispositif d'alerte ENGIE est porté à la connaissance de tout collaborateur (Code de conduite éthique, intranet, site internet, formations, affiches etc).

Par ailleurs, les collaborateurs du Groupe peuvent bien évidemment communiquer leurs préoccupations aux représentants du personnel. Des lignes d'écoute spécialisées sont aussi disponibles comme par exemple en France, Allodiscrim et Allosexisme.

Tout collaborateur du Groupe peut signaler des actes ou comportements pouvant porter atteinte à l'intégrité et/ou aux droits des personnes via le dispositif d'alerte ENGIE (*Whistleblowing System*). Les informations relatives au dispositif d'alerte ENGIE ainsi qu'à la manière dont le Groupe surveille et suit les questions soulevées et traitées et dont il garantit l'efficacité des dispositifs sont décrites dans la Section 3.1.4.1.5.

3.1.3.2.2 Présentation détaillée des salariés d'ENGIE [S1-6]

Empreinte géographique de l'effectif salarié du Groupe

[S1-6 50a, AR55] Présent dans plus d'une trentaine de pays, ENGIE compte 97 967 salariés à fin décembre 2024 □□ (1), la France étant le seul pays représentant plus de 10% du total des salariés.

[S1-6 50f] Ainsi, les charges de personnel s'élèvent à 8 623 millions d'euros en 2024 (voir Note 8.2 "Charges de personnel" de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Pays	Nombre de salariés (effectif)	% du nombre totalde salariés du Groupe
France	46 509	47%
Belgique	8 078	8%
Allemagne	5 887	6%
Roumanie	4 546	5%
États Unis	3 228	3%
Italie	3 162	3%
Brésil	2 809	3%
Singapour	2 019	2%
E.A.U.	1 702	2%
Espagne	1 694	2%
Autres	*18 333*	*19%*

(1) □□ Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7 libellé "Effectif fin de période")

Effectif salarié du Groupe par genre

[S1-6 50a, AR55] Au 31 décembre 2024, les salariés de genre masculin représentent 71 709 personnes, soit 73% de l'effectif total du Groupe et les salariés de genre féminin □□ (1) représentent 26 220 personnes, soit 27% de l'effectif total.

Genre	Nombre de salariés (effectif)
Masculin	71 709
Féminin	26 220
Autres	4
Non déclaré	34
TOTAL SALARIÉS	**97 967**

Effectif salarié du Groupe par nature de contrat

[S1-6 50b, 51, 52, AR55] À fin décembre 2024, 92% de l'effectif du Groupe disposent d'un contrat à durée indéterminée (les "salariés permanents") □□ (2), soit 90 114 salariés. 8% sont sous contrat à durée déterminée (les "salariés temporaires") □□ (3), soit 7 806 salariés. Les 47 salariés restants sont sous contrat à nombre d'heures non garanti.

	Nombre total de salariés (effectif)	Nombre total de salariés permanents	Nombre total de salariés temporaires	Nombre total de salariés à nombre d'heures non garanti
Femme	26 220	24 006	2 205	9
Homme	71 709	66 075	5 596	38
Autres	4	4		
Non déclaré	34	29	5	
TOTAL	**97 967**	**90 114**	**7 806**	**47**

	2024			
	Nombre total de salariés (effectif)	Nombre total de salariés permanents	Nombre total de salariés temporaires	Nombre total de salariés à nombre d'heures non garanti
France	46 509	42 535	3 972	2
Europe (hors France)	28 986	27 544	1 408	34
Amérique latine	6 372	6 211	159	2
États-Unis et Canada	3 292	3 276	14	2
Moyen-Orient, Asie et Afrique	12 808	10 548	2 253	7
TOTAL	**97 967**	**90 114**	**7 806**	**47**

Taux de rotation de l'effectif du Groupe

[S1-6 50c] En 2024, 8 125 salariés ont quitté le Groupe. Le taux de rotation est à 8,35% à fin 2024.

Raisons des départs	2024
Résiliation contractuelle	938
Décès	14
Licenciements	1 011
Fin de période d'essai	578
Démissions	4 417
Départs à la retraite et pré-retraites	1 167
TOTAL	**8 125**

[S1-6 50d] Les données de ces rapports ont été consolidées en *"headcount"*.

Définition du périmètre de restitution

[S1-6 50e, f] Le périmètre de restitution des données sociales correspond au périmètre de consolidation financière du Groupe, et tient compte des critères de contrôle en capital et d'influence significative exercés par le Groupe ENGIE sur ses filiales.

(1) □□ Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7 libellé "Nombre de femmes dans l'effectif")
(2) □□ Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7 libellé "Effectif en CDI")
(3) □□ Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7 libellé "Effectif en CDD")

Méthodologie de restitution des données quantitatives

Une méthodologie standardisée garantit l'homogénéité des données sociales consolidées, leur comparabilité entre les entités et leur pertinence à l'échelle internationale. Les définitions, sources et périmètres sont harmonisés dans un référentiel commun au Groupe, à travers un manuel opérationnel partagé avec toutes les entités.

Outil de collecte

Pour les entités locales et filiales contrôlées par le Groupe, à l'exception de quelques sociétés du Groupe, les informations sociales sur les flux de salariés et sur la formation sont collectées quotidiennement depuis un système d'information RH centralisé à l'échelle mondiale. Les données ainsi consolidées, sont restituées trimestriellement dans le Reporting Social Groupe via un outil de consolidation dédié. Celui-ci centralise les données de rémunération fixes et variables, les heures contractuelles et une partie des avantages en nature de l'ensemble du personnel salarié du Groupe. Cet outil ne permet pas, en revanche, de constituer une base de données unique recensant les données de rémunération individuelles pour chaque salarié.

Les informations sur les conditions de travail et sur les travailleurs externes, sont quant à elles saisies trimestriellement par les entités directement dans le même outil de consolidation des données sociales.

Quant aux entités régulées (GRDF, GRTgaz et CNR), en raison des exigences réglementaires qui restreignent la mise en commun de leurs systèmes d'informations avec le reste du Groupe, l'ensemble de leurs données sociales est saisi chaque trimestre dans l'outil de consolidation.

Process de collecte des données quantitatives

La gouvernance des indicateurs sociaux s'appuie sur une organisation claire et hiérarchisée :

- **niveau local :** chaque filiale est responsable de la collecte des données sociales, conformément aux directives et outils fournis par le Groupe ;
- **niveau régional :** les données sont revues et validées par des coordinateurs régionaux pour garantir leur qualité et leur conformité avec les standards ;
- **niveau Groupe :** les données sont centralisées et les indicateurs analysés au niveau Groupe, avant de les soumettre aux Directions et aux différents Comités du Groupe.

Ressources et gouvernance

Le Groupe ENGIE consacre des ressources spécifiques à la gestion des impacts matériels sur ses salariés, en se concentrant sur trois domaines prioritaires : conditions de travail et dialogue social, diversité, équité et inclusion (DEI) et talents et compétences. Ces ressources sont présentées respectivement dans les sous-sections respectives.

3.1.3.2.3 Conditions de travail et dialogue social [S1-1, S1-2, S1-4, S1-5, S1-8, S1-10, S1-11, S1-15]

Dialogue social [S1-2, S1-4, S1-5, S1-8]

Sous ses différentes formes (échanges informels, concertations, négociations, consultations…), le dialogue social entre le Groupe et le personnel, de façon directe ou à travers ses représentants, constitue à la fois un levier de performance économique et un élément essentiel de la stratégie d'ENGIE.

Il permet de recueillir le point de vue des salariés et de l'intégrer aux évolutions du Groupe, afin d'améliorer les conditions de travail pour l'ensemble du personnel. Expliquer, faire comprendre et débattre des politiques du Groupe, de ses transformations ou réorganisations et de leurs impacts sur le personnel sont des étapes incontournables de leur mise en œuvre.

Qu'il s'inscrive dans le cadre institutionnel d'échanges obligatoires (notamment, en règle générale, sur les salaires, le temps de travail ou les réorganisations) ou se produise de manière spontanée et constructive, le dialogue social constitue un outil majeur dans la prévention des tensions et des conflits et contribue donc directement à prévenir et à atténuer l'impact négatif matériel sur le personnel de l'entreprise. L'approche d'ENGIE en matière de dialogue social, fondée sur la bonne foi, la transparence et l'anticipation des besoins des parties prenantes, participe à la prévention et l'atténuation des impacts négatifs sur son personnel et des risques de non-conformité.

Processus [S1-2]

Le dialogue social aux différents niveaux du Groupe

[S1-2 27a, b, c] Le Groupe a développé depuis plusieurs années une culture renforcée du dialogue social à tous les niveaux de l'organisation :

- **au niveau local :** au sein des entités, de manière fréquente et pluriannuelle, avec les organisations syndicales et/ou les représentants des salariés et les représentants de la direction locale, au niveau le plus pertinent (entreprise, établissement, région, site…) ;
- **au niveau pays :** deux rencontres annuelles ont lieu entre le *Country manager* (pour les pays européens) et les représentants du personnel du pays ; en France, ces rencontres ont lieu dans le cadre du Comité Groupe France, instance paritaire de niveau Groupe ;
- **au niveau européen :** le Comité d'Entreprise Européen (CEE) se réunit a minima deux fois par an, en plus de l'organisation régulière de groupes de travail (questions sociales, santé-sécurité, etc.). Le CEE est doté de prérogatives calées sur la réglementation européenne, non encore transposée en droit français, et de moyens supra légaux ;
- **au niveau des régions hors Europe :** des rencontres ont lieu avec le représentant DRH de la région lorsque des sujets l'exigent. De la même manière, des rencontres ont également eu lieu au niveau Global Business Unit (GBU) avec des représentants des salariés, de manière ponctuelle ;
- **au niveau mondial :** une instance de dialogue, le Forum mondial, présidé par la directrice générale du Groupe, se réunit de façon annuelle en présence de fédérations internationales et des membres désignés par ces dernières.

Les instances de dialogue social permettent de présenter régulièrement les orientations stratégiques du Groupe, de la *GBU* et/ou de l'entité afin de donner lieu aux échanges nécessaires à leur appropriation. Y sont également présentés les projets de transformation et/ou de réorganisation, avant décision et mise en œuvre, conformément aux législations locales.

Le CEE est, de façon spécifique, consulté à un rythme pluriannuel sur les orientations du Groupe sur une large gamme de questions : la politique de recherche et innovation, les missions d'intérêt général, la politique de responsabilité sociale et environnementale (dont la trajectoire climat et la transition énergétique), la politique santé-sécurité et les conditions de travail ou encore la politique sociale du Groupe en matière de restructurations. Dans le contexte de transformation du Groupe, des réunions régulières et extraordinaires sont programmées pour permettre aux représentants du personnel d'émettre des recommandations et avis éclairés, autant que nécessaire.

Accord mondial

[S1-2 27d] Le Groupe, les fédérations internationales et les organisations syndicales françaises ont négocié et conclu un accord en janvier 2022 sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE. Cet accord ("l'Accord mondial") intègre les attentes du personnel exprimées par ses représentants et s'applique à l'ensemble du personnel du Groupe ENGIE dans le monde, quelle que soit la nature de leur contrat de travail.

L'Accord mondial définit des engagements en matière d'éthique et de devoir de vigilance, de lutte contre le harcèlement, de sécurité, de qualité de vie au travail, de diversité et inclusion, de développement des compétences et de formation, etc. Il permet le déploiement de standards élevés en termes de relations de travail et de droits sociaux à travers un dialogue social régulier, ouvert et constructif à tous les niveaux. Le Forum mondial cité plus haut est une instance de dialogue social chargée du suivi et de la mise en œuvre des engagements ainsi définis.

Évaluations de l'efficacité du dialogue social

[S1-2 27e] ENGIE évalue l'efficacité de son dialogue social à travers :

- la qualité des échanges lors des différentes instances ou comités mais aussi dans le dialogue social au quotidien : alertes informelles pour éviter qu'une situation ne s'envenime, partage de dossiers en amont de la présentation officielle en instances, rencontres régulières avec les organisations syndicales représentatives pour échanger tant sur les résultats, les projets à venir que sur les doléances de salariés, les situations spécifiques à examiner ;
- le nombre d'accords signés aux différents niveaux du Groupe selon le périmètre de l'accord proposé ;
- le nombre de conflits sociaux (et suivi en particulier de la durée de ceux-ci, du nombre de grévistes, du nombre d'heures/jours perdus) et des impacts de ceux-ci sur l'outil industriel du Groupe, les clients, les parties prenantes. Parmi ces conflits, ceux dont l'émergence est directement liée aux politiques, décisions du Groupe ou des entités du Groupe sont particulièrement révélateurs de l'efficacité du dialogue social interne.

[S1-2 28] L'enquête *ENGIE&Me*, réalisée avec un prestataire externe assurant la confidentialité des résultats, recueille les points de vue de l'ensemble des salariés.

Les résultats de l'année 2024, avec un taux de participation de 82%, démontrent :

- un niveau élevé d'alignement du personnel salarié avec les évolutions du Groupe, notamment sa stratégie de décarbonation (88% de scores favorables) ;
- un niveau élevé de plusieurs indicateurs portant sur les conditions de travail : la recommandation d'ENGIE en tant qu'employeur (85%), la capacité du personnel salarié à effectuer son travail de manière efficace (88%) ou encore l'épanouissement lié à son travail (83%) ;
- 93% des salariés du Groupe considèrent que les règles d'éthique décrites dans le Code de conduite du Groupe sont connues et respectées.

Les résultats de l'enquête permettent d'identifier les actions prioritaires. Les plans d'actions qui en résultent sont définis par la Direction Générale et présentés à l'ensemble des cercles de management des entités opérationnelles, qui sont responsables de leur déclinaison opérationnelle.

En complément, chaque *People Manager* du Groupe responsable d'une équipe de plus de 10 répondants, de façon à préserver la confidentialité, reçoit une analyse de l'engagement de son équipe. Il ou elle est chargé(e) de la présenter à son équipe, et dresser un plan d'action à mettre en œuvre.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Révision de l'Accord mondial	Action initiée en 2024	• Définition du nouveau cadre de cohérence pour le renouvellement de l'Accord mondial	Tous les salariés du Groupe	S2 2025
• Cartographier les accords dans chaque pays	Action à lancer	• Avoir une vision claire des négociations par pays	Tous les salariés du Groupe	2026

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités, afin de mettre en œuvre les plans d'action mentionnés ci-dessus. Toutefois, en raison de la nature des dépenses, ces plans d'actions sont considérés comme ayant un impact financier potentiellement non significatif.

Le dialogue social comme instrument d'accompagnement stratégique / des réorganisations

En 2024, le nombre d'opérations de restructurations en lien avec la Transition juste est identifié et circonscrit et représente environ 5% des effectifs salariés du Groupe.

Les principaux pays concernés sont : l'Arabie Saoudite, les Emirats Arabes Unis, le Qatar et le Chili.

Le Groupe ENGIE est particulièrement attentif à la transformation des emplois dans le contexte de la transition énergétique et aux mesures d'accompagnement des salariés affectés.

[S1-4 38a] En 2024, les actions du Groupe en la matière ont permis de conduire les projets de réorganisation de manière constructive et responsable, avec le cas échéant la conclusion d'accords collectifs afin de définir les mesures d'accompagnement des réorganisations, notamment en cas de projets ayant des impacts sur l'emploi, en complément des mesures établies par l'Accord Social Européen datant de 2016 :

- en France, un accord de réduction conventionnelle collective a été signé avec l'ensemble des organisations syndicales représentatives, à l'occasion d'une transformation d'ENGIE Impact ;
- au niveau européen, les conditions matérielles d'accompagnement des suppressions d'emplois ou de transfert/cessions d'entreprises font l'objet d'échanges et de concertations avec les représentants du personnel et/ou les organisations syndicales pour déterminer un niveau socialement responsable de mesures d'accompagnement.

[S1-4 39, 43] Dans la région Europe, pour les projets de réorganisation avec une incidence sur les emplois, l'Accord Social européen du Groupe et l'accord de fonctionnement du CEE prévoient un processus de diagnostic social avant tout lancement officiel du projet auprès des instances de consultation. Ce processus implique une phase de dialogue avec les organisations syndicales ou le Secrétariat du CEE afin de présenter le projet, ses impacts et son calendrier sous forme de possibilités, permettant ainsi de :

- confronter les analyses d'impacts du projet menées par le Groupe et par les partenaires sociaux, notamment en matière de risques psychosociaux et de conduite du changement, afin d'adapter le dispositif d'accompagnement prévu sur ces sujets ;
- comprendre les attentes des partenaires sociaux vis-à-vis du projet et d'en adapter, le cas échéant, le contenu, le planning de mise en œuvre, le processus d'information-consultation et la documentation qui sera remise aux instances représentatives compétentes ;
- donner le plus tôt possible, lorsque cela est nécessaire, des informations sur son ampleur et éventuellement des engagements de principe en matière d'emploi et de mesures ou garanties sociales afin d'éviter, dans la mesure du possible, certaines inquiétudes du corps social.

[S1-4 38b, AR43] Ce diagnostic social peut aboutir, par exemple en cas de transformation des organisations et des emplois, à l'intégration d'un dispositif d'accompagnement (formations, aménagement des activités…) et/ou la mise en œuvre de mesures sociales. Ces dernières peuvent inclure des primes de mobilité, des compensations d'écart de rémunération, la prise en charge de frais de déménagement, l'aide à la recherche d'emploi pour le conjoint, etc.

[S1-4 41] Par ailleurs, ces projets incluent également un dispositif de prévention des risques psychosociaux et d'accompagnement du changement. Un dispositif dédié est consacré aux *people* managers (kits de communication, Q&A, etc.) pour leur permettre de répondre aux interrogations des salariés.

[S1-4 38d] L'ensemble de ces dispositifs fait l'objet d'un suivi dans les instances de dialogue social, y compris avec l'accompagnement par des experts habilités et/ou dans le cadre de comités de suivi ad'hoc.

Transparence et anticipation

[S1-4 40a] ENGIE promeut un dialogue social en conformité totale avec la législation et la réglementation locale en matière de droit du travail et avec ses engagements. Cela se traduit par :

- la participation aux échanges institutionnels obligatoires notamment dans le cadre de négociations salariales ;
- l'engagement à soumettre aux instances pertinentes les projets susceptibles de causer des impacts sur le personnel de façon prompte, transparente et anticipée ;
- l'attribution aux partenaires sociaux des moyens et des prérogatives qui leur sont nécessaires pour accomplir leur fonction, y compris le financement de ressources externes ;
- une vigilance constante sur l'application conforme des accords conclus avec les représentants du personnel par le biais a minima des comités de suivi des accords (fréquence annuelle, en règle générale).

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-8]

Cibles en lien avec les instances de dialogue social

[S1-5 44] Afin de prévenir les impacts négatifs sur le personnel ainsi que tout risque de non-conformité, des cibles relatives à la fréquence et au nombre de rencontres entre le personnel et/ou ses représentants et le Groupe, sont associées aux instances de dialogue social opérant aux différents niveaux du Groupe (tels que décrits dans la sous-section "Processus [S1-2]" de la présente Section).

[S1-5 47a, b, c] Au niveau européen, par application de l'accord de fonctionnement du CEE, les membres du CEE bénéficient en continu des informations relatives à la vie du Groupe et aux stratégies économiques, financières, et sociales du Groupe.

Sont ainsi présentés une fois par an, en séance plénière ordinaire :

- la stratégie du Groupe (trajectoire et perspective) ;
- la structure du Groupe et son évolution ;
- la situation et les perspectives économiques et financières du Groupe (y compris investissements), la présentation des comptes consolidés et du rapport des commissaires aux comptes ;
- la politique et les perspectives sociales du Groupe (égalité professionnelle, formation, mobilité…) sur la base des éléments issus du Reporting Social du Groupe ;
- l'évolution des activités et son incidence sur l'emploi au sein du Groupe ;
- la politique de Recherche & Innovation ;
- la politique ESG (dont trajectoire climat et transition énergétique) ;
- le bilan annuel du plan de vigilance Groupe.

En complément, la Directrice Générale du Groupe présente à chaque séance ordinaire l'actualité du Groupe et un bilan de la situation santé-sécurité. Ce sujet est par ailleurs adressé de manière spécifique lors d'un groupe de travail du CEE, deux fois par an.

Couverture des négociations collectives et dialogue social

[S1-8 60a] L'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale s'applique à 100% du personnel du Groupe.

[S1-8 60b] L'Accord social européen s'applique à 100% du personnel du Groupe basé en Europe.

[S1-8 60c] Le Groupe met en œuvre un processus de collecte du pourcentage de salariés, couverts par des conventions collectives par région (hors Espace Economique Européen).

Les accords locaux instaurent en règle générale des comités de suivi composés de représentants du personnel et de la direction, qui se réunissent selon une périodicité définie pendant toute la vie de l'accord. Ils analysent la mise en œuvre des dispositions des accords et définissent des plans d'action en cas de défaillance ou de risque de non atteinte des objectifs fixés par l'accord.

[S1-8 63a] Le Comité d'Entreprise Européen, qui est composé d'au moins un représentant du personnel par pays européen où le Groupe est présent, est compétent pour 100% des entités et des salariés du Groupe en Europe. En complément du dialogue social institutionnel prévu dans chaque entreprise, en application des normes légales ou conventionnelles, ENGIE a mis en place une instance de dialogue social par pays, qui se réunit deux fois par an à l'initiative du *Country Manager*.

[S1-8 63b] L'accord de fonctionnement du Comité d'Entreprise Européen d'ENGIE, révisé en juillet 2023, intègre d'ores et déjà les dispositions du projet de directive européenne sur la consultation et des moyens associés : groupes de travail, missions de découverte des pays, temps de délégation nécessaire à l'exercice de la mission, etc.

Respect des droits des salariés, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié [S1-1, S1-4, S1-5, S1-10, S1-11, S1-15]

ENGIE s'engage à fournir à l'ensemble de son personnel salarié des conditions de travail de qualité. Elle s'est également dotée d'une politique de rémunération qu'elle souhaite attractive et compétitive, complétée par des programmes de protection sociale pour l'ensemble de son personnel salarié à l'échelle mondiale.

Politiques [S1-1]

Politique de vigilance - droits humains

[S1-1 20a] La Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" décrit l'approche globale d'ENGIE en matière de respect des droits humains ainsi que la Politique de vigilance droits humains du Groupe.

Au titre de ses engagements éthiques et de son "Accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale", le Groupe et ses filiales s'engagent à respecter les normes internationalement reconnues relatives aux droits humains, droits syndicaux et droits du travail dans toutes leurs activités. L'Accord mondial est décrit dans la Section 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social" sous-section "Processus".

[S1-1 20c] Les impacts potentiels sur les droits humains du personnel sont notamment gérés par un processus de vigilance raisonnable en matière de droits humains, tel que décrit dans la Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains".

[S1-1 21] Les politiques du Groupe au premier rang desquelles, la Politique de vigilance droits humains, s'appuient sur les standards internationaux de protection des droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter a minima, quelles que soient les législations locales, tel que décrit dans la Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains".

[S1-1 22] La Politique de vigilance droits humains traite explicitement de toute forme d'esclavage, de la traite des êtres humains, du travail forcé ou obligatoire et du travail des enfants.

Politique de rémunération *One ENGIE*

[S1-1 17] La politique de rémunération One ENGIE inclut des éléments fixes, variables, un système de protection sociale et des dispositifs de retraite.

La politique de rémunération des cadres dirigeants à l'échelle du Groupe est harmonisée, et depuis 2023, celle des cadres tout en tenant compte des spécificités locales.

[MDR-P 65a] Cette politique, appelée "Politique de rémunération One ENGIE" est pilotée par la Direction des Ressources Humaines du Groupe. Son objectif est d'offrir à l'ensemble du personnel du Groupe une rémunération :

- **équitable**, fondée sur des règles et des processus clairs et documentés et des critères objectifs et mesurables, pour permettre au personnel d'en comprendre le fonctionnement. Elle veille à éviter les écarts de rémunération liés à des facteurs discriminatoires et respecte les minima sociaux applicables ;
- **compétitive** par rapport aux marchés de référence, aussi bien en matière d'éléments de rémunération que d'avantages sociaux : ces critères sont fondés sur des informations externes fournies par des cabinets spécialisés (comme *Willis Towers Watson, Mercer ou Korn Ferry*) ;
- **reflet de la performance** : la part variable inclut un lien fort et direct avec la performance individuelle et collective afin que le personnel soit rémunéré pour sa contribution aux résultats du Groupe.

La Politique de rémunération *One ENGIE* veille ainsi à favoriser la motivation et l'engagement des salariés du Groupe sur le long-terme.

[S1-1 20b] Les indicateurs de performance de la politique de rémunération *One ENGIE* sont alignés avec les priorités du Groupe. Pour la partie collective, ils sont issus de la déclinaison des priorités définies par le Conseil d'administration pour l'année. Cette partie collective participe à l'engagement et la mobilisation du personnel salarié vers la réussite de son entité, avec des critères de performance mesurés selon des critères financiers/opérationnels et extra-financiers tels que définis dans le plan stratégique et le plan à moyen terme annuel de l'entité.

[MDR-P]	Politique de rémunération *One ENGIE*
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique de rémunération *One ENGIE* pour le salaire de base et la part variable, est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Distribuer des Actions de performance (LTI)	Action initiée lors des exercices passés	• Associer les collaborateurs aux résultats du Groupe et développer leur sentiment d'appartenance • Retenir les collaborateurs • Rendre le package global de rémunération plus attractif et compétitif	5 000 salariés du Groupe	Annuelle
• Cartographier les régimes de retraite mis en place dans les filiales du Groupe	Action initiée lors des exercices passés	• État des lieux des régimes de retraite à travers le Groupe afin d'identifier de potentiels risques financiers et mettre en œuvre les plans d'action associés et/ou de potentielles synergies	Tous les salariés du Groupe	S2-2025
• Accord de participation et intéressement	Action initiée lors des exercices passés	• Associer les collaborateurs aux résultats de leur entité et développer leur sentiment d'appartenance • Rendre le package global de rémunération plus attractif et compétitif	Salariés en France	Annuelle
• Actionnariat salarié à travers le plan LINK	Action initiée lors des exercices passés	• Développer la politique d'actionnariat salarié du Groupe • Associer les collaborateurs aux résultats du Groupe et développer leur sentiment d'appartenance	Tous les salariés du Groupe	Bi-annuelle
• Mettre en œuvre le Programme ENGIE Care	Action initiée en 2024	• 100% des salariés couverts sur l'ensemble des quatre piliers à fin 2024 • Mettre en œuvre une politique de protection sociale ambitieuse, illustrant les engagements sociaux d'ENGIE, et différenciante dans la plupart des pays	Tous les salariés du Groupe	Quatre premiers piliers à fin 2024 5e pilier : en cours d'évaluation

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (notamment des OPEX) en fonction de la nature des activités, afin de mettre en œuvre les plans d'action mentionnés ci-dessus. À l'exception des actions liées à la cartographie des régimes de retraite, qui engendrent des OPEX considérés comme n'ayant pas d'impact financier significatif, les ressources allouées en 2024 liées à l'Accord de participation et à l'intéressement et à l'actionnariat salarié via le plan LINK sont détaillées dans la Note 19 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Dispositifs de gestion du risque financier

[S1-4 38a, b] Parmi les dispositifs d'avantages les plus à risques financiers comptabilisés au passif social du Groupe, figurent les régimes de retraite. En conséquence, le Groupe a lancé un processus lui permettant de bien suivre ces coûts et les risques financiers associés : une cartographie détaillée des régimes de retraite mis en place dans les filiales est en cours d'élaboration, ainsi qu'une analyse conjointe menée entre les Directions Finance et Ressources Humaines du Groupe.

Dans la même optique de prévention des risques, le Groupe applique des règles strictes concernant les autres dispositifs de rémunération, notamment en cas de départ d'un salarié :

- **plans d'épargne :** l'ancien salarié conserve l'épargne acquise sur son compte et portera lui-même la charge des frais de gestion directs ;
- **plans d'intéressement à long terme :** les titres en cours d'acquisition deviennent caducs ;
- **dispositifs d'intéressement et de participation :** seuls les membres du personnel salarié de l'exercice considéré peuvent bénéficier de ces dispositifs, au prorata de leur temps de présence et de leur rémunération. Il n'y a donc pas de risque d'augmentation incontrôlée du coût et ce d'autant plus que les formules de calcul sont plafonnées ;
- **protection sociale :** en cas de bénéfice de l'assurance chômage, le coût de la portabilité du maintien des garanties prévoyance et frais de santé est porté par la couverture des personnels actifs. La tarification est calculée en conséquence par l'assurance et le risque est donc totalement maitrisé. S'agissant des départs en retraite, le régime de prévoyance n'est pas maintenu aux retraités. En revanche, les anciens salariés retraités peuvent demander le maintien de leur régime frais de santé mais la cotisation est alors intégralement à leur charge. Il n'y a donc aucun risque financier associé pour ENGIE.

Dispositifs de rémunération

- **Dispositifs d'épargne salariale Groupe :** le Groupe ENGIE recourt principalement à des fonds dédiés avec une forte implication dans la gouvernance paritaire des conseils de surveillance des supports.
- **Plans épargne :** en France, depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe peuvent accéder à un dispositif unique de Plan d'Épargne Groupe (PEG). Il totalise plus de 1,77 milliard d'euros d'avoirs à fin 2024. Hors de France, des dispositions sont également en place dans certains pays. Elles permettent au personnel salarié de constituer une épargne dans des conditions adaptées aux législations locales.

- **Plans Épargne Retraite :** en France, depuis 2010, chaque salarié peut constituer à son rythme une épargne en vue de la retraite, grâce à des versements sur le Plan d'Épargne Retraite Collectif (PERCOL). En 2024, un premier avenant signé par trois organisations syndicales offre la nouvelle possibilité d'investir l'éventuelle prime de partage de la valeur. Hors de France, des plans existent dans certains pays, permettant aux salariés de compléter leur retraite via un apport volontaire dans des conditions favorables.
- **Intéressement et participation :** en raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, le Groupe ne dispose pas d'un système unique d'intéressement et de participation. Les systèmes de rémunération variable collective sont développés dans les filiales. En 2024, le volume global d'intéressement, de participation et d'abondement employeur (tant en cas d'affectation sur le PEG que sur le PERCOL) des salariés des différentes filiales françaises a atteint plus de 180 millions d'euros.
- **Actionnariat salarié :** 4% des actions du Groupe sont détenues par les salariés. Le détail des titres qu'ils détiennent directement ou indirectement est précisé dans la Section 5.4.2.2 "Détail des titres détenus directement et indirectement par les salariés". En 2024, une nouvelle opération d'actionnariat salarié dans plus de 20 pays a montré une forte progression du nombre de souscripteurs. L'abondement versé par ENGIE suite au programme LINK a atteint 13,8 millions d'euros.
- **Actions de Performance et fidélisation à long terme :** ENGIE attribue des Actions de Performance, tel que décrit dans la Section 4.2.6. "Attribution d'actions de performance". Ces actions, dont la période d'acquisition est de trois ans, sont assorties de conditions de performance internes et externes. Ce dispositif n'est pas réservé aux seuls dirigeants et près de 5 200 membres du personnel salarié à l'échelle monde en ont bénéficié. Le nouveau plan déployé en 2024 intègre de nouvelles conditions de performance en adéquation avec la stratégie et les ambitions d'ENGIE, notamment en matière ESG (30% du total des conditions de performance, en progression de +10 points par rapport au plan précédent).

Protection sociale

- **Retraite :** le Groupe s'appuie sur un outil digital unique permettant de cartographier, *"benchmarker"* et évaluer les programmes de protection sociale et de retraite, ce qui facilite la mutualisation et donc l'optimisation des dispositifs. Les entités ont également accès à des réseaux internationaux d'assureurs qui offrent des conditions de souscription optimisées avec un partage possible des excédents locaux et mondiaux.
- **Programme *ENGIE Care* :** en 2020, ENGIE a lancé son programme *ENGIE Care* mettant en place un minimum de protection sociale pour l'ensemble de son personnel salarié, quel que soit le statut, l'employeur ou le pays d'appartenance. Il a été intégré à l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale en 2022.

  L'ensemble du personnel salarié a ainsi pu bénéficier :

  - d'une couverture santé garantissant le remboursement a minima de 75% des frais en cas d'hospitalisation ;
  - d'une protection de la famille ou des proches en cas de décès, via le versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum ;
  - du versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum, en cas d'incapacité totale et permanente de travailler ;
  - le maintien de la totalité du salaire pendant quatorze semaines minimum en cas de congé maternité et pendant quatre semaines minimum en cas de congé paternité.

Ce dernier pilier, parentalité, contribue à renforcer l'équilibre vie privée/vie professionnelle et l'égalité des chances entre les femmes et les hommes.

[S1-4 38d] ENGIE a mis en place des instances de suivi pour s'assurer de l'efficacité de ces dispositifs et de leur impact positif sur le personnel salarié :

- les comités paritaires déployés dans le cadre du PERCOL et du PERO (Plan d'Épargne Retraite Obligatoire) Groupe veillent à ce que les rendements soient performants et durables ;
- le suivi de la conformité *ENGIE Care* est adressé annuellement dans le cadre du Forum mondial pour en évaluer la cohérence et les manières dont le programme est appliqué concrètement et localement à l'ensemble du personnel salarié ;
- s'agissant des régimes de prévoyance et frais de santé des entités en France, l'ensemble des contrats d'assurance est réassuré par le réassureur du Groupe, de manière à pouvoir assurer une mutualisation des résultats au niveau Groupe. En lien avec le département *Benefits Groupe*, le courtier de la réassurance veille à ce que les comptes de résultats des régimes soient rapportés de manière fiable et juste et à ce que les conditions de renouvellement tarifaires annuelles se déroulent de la manière la plus optimisée, afin que les salariés et les entreprises payent le juste prix de leur couverture ;
- le Groupe participe au pilotage du régime de retraite des IEG avec les autres employeurs de la Branche ainsi qu'aux régimes de retraite en Belgique. Dans les autres pays, sa participation dépend des modalités de gouvernance des régimes en place ;
- l'enquête *ENGIE&Me* permet également de suivre le ressenti du personnel salarié au sujet de leur rémunération.

[S1-4 39, 40a, 41] Ces comités de suivi, les résultats de l'enquête *ENGIE&Me* et le travail mené conjointement avec les assureurs et les courtiers sont autant de moyens pour le Groupe d'assurer le suivi des plans d'actions et de les ajuster, si besoin, en cas d'identification d'un impact négatif pour les salariés.

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-10, S1-11, S1-15]

Salaire décent

[S1-10 69] Tous les salariés d'ENGIE perçoivent un salaire décent, conformément aux indices de référence applicables.

[ESRS2 - 81] ENGIE n'a pas, à ce stade, fixé de cibles. Le Groupe respecte les minima sociaux en matière de rémunération dans l'ensemble des pays où il est implanté et veille à offrir une rémunération compétitive à l'ensemble de son personnel salarié, notamment à travers la conduite d'enquêtes de rémunération. Par ailleurs, le Groupe continuera sa réflexion au sujet du salaire décent à l'instar de bonnes pratiques et des actions d'amélioration à mettre en œuvre le cas échéant. Cette démarche complètera les objectifs d'ENGIE *Care* déjà mise en œuvre pour tous les salariés du Groupe et leurs familles.

Protection sociale

[S1-5 46, S1-11, S1-15 93a] Au cours du Forum mondial du 9 octobre 2024, la Direction des Ressources Humaines du Groupe ENGIE a rappelé sa volonté et ses objectifs relatifs à *ENGIE Care,* qui s'inscrivent dans la durée (voir paragraphe précédent relatif à *ENGIE Care*).

Pour rappel, en matière de protection sociale, le Groupe se fixe comme objectif en 2025 au travers d'*ENGIE Care* de mettre en place un 5e pilier portant sur le bien-être du personnel.

Avantages sociaux accordés aux anciens employés

Le Groupe suit les modalités d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel selon les lois et usages de chaque pays, en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance (plus de détail dans la Note 18 de la Section 6.2.2. "Notes aux comptes consolidés"). En complément, le Groupe analyse les régimes de retraite accordés à ses anciens salariés afin d'estimer plus précisément le risque d'augmentation significatif des coûts associés à ces avantages sociaux, afin d'en définir, le cas échéant, des cibles et/ou des indicateurs de mesure de ce risque.

3.1.3.2.4 Équité, diversité et inclusion [S1-1, S1-2, S1-4, S1-5, S1-9, S1-16, S1-17]

ENGIE est engagé dans la promotion de la diversité et de l'inclusion afin de créer un environnement de travail permettant à chacun d'être respecté et valorisé, indépendamment de ses singularités, de ses compétences ou de son parcours. Le Groupe met en place des politiques et des actions afin de promouvoir un environnement de travail inclusif et réduire les risques en la matière. Les politiques et les actions liées à l'égalité professionnelle femmes-hommes entraînent une atténuation du risque de non-conformité du Groupe avec les législations et les réglementations sur l'équité, ainsi que les conséquences qui pourraient en résulter.

Politiques [S1-1]

Politique en matière de Diversité, Équité et Inclusion (DEI)

[S1-1 19] La politique Monde d'ENGIE, validée en septembre 2022, en matière de Diversité, Équité et Inclusion (DEI) est orientée vers deux objectifs : faire progresser le Groupe dans la représentation de la diversité des populations et faire de tous les environnements de travail des lieux inclusifs pour tous, ne laissant aucune place à la discrimination ni au harcèlement sous toutes leurs formes.

[S1-1 21] Pour définir sa politique, le Groupe a réalisé :

- une étude des pratiques d'une cinquantaine d'organisations identifiées comme des chefs de file en la matière ;
- des entretiens internes avec environ 50 membres au total, du Comex ou des responsables de directions opérationnelles et supports ;
- une analyse des enquêtes internes auprès des salariés ;
- une appropriation de dispositifs reconnus internationalement, tels que la certification EDGE et la Charte du Handicap de l'Organisation Internationale du Travail.

[MDR-P 65a] Cette politique, validée par le Comex d'ENGIE en septembre 2022 a été lancée officiellement deux mois plus tard par la Directrice générale.

La politique DEI s'appuie sur cinq piliers associés à des objectifs généraux :

- **égalité femmes/hommes :** atteindre la parité en entreprise en augmentant le nombre de femmes dans le Groupe, mais aussi soutenir les femmes dans leur carrière et féminiser les métiers techniques, actuellement en tension ;
- **origines :** développer la diversité au sein d'ENGIE et valoriser la richesse des origines de chaque personne – culture, ethnicité, nationalité, religion, origines sociales et parcours de formation ;
- **LGBTQ+ :** développer l'inclusion des personnes LGBTQ+ (lesbiennes, gays, bisexuels, trans et nouvelles identités) afin qu'elles se sentent valorisées et respectées ;
- **aptitudes :** adapter l'organisation et les conditions de travail pour accueillir et inclure les personnes porteuses de n'importe quel type de handicap ;
- **générations :** s'appuyer sur le talent et l'énergie de toutes les générations, en favorisant l'employabilité des jeunes et des plus âgés ainsi que le partage des savoirs et des compétences entre les générations.

[S1-1 24c] Le Groupe s'engage à promouvoir l'inclusion des personnes issues de groupes particulièrement exposés au risque de vulnérabilité par l'intermédiaire de groupes de communautés. Ils fédèrent des membres du personnel salarié autour de centres d'intérêt ou de sensibilités communes, et instaurent un environnement de travail sécurisé favorisant les prises de parole et le sentiment d'inclusion. Des programmes spécifiques existent en faveur de l'inclusion et l'épanouissement professionnel des personnes en situation de handicap (accessibilité des outils, des procédures de candidature et des locaux…).

[S1-1 24d] La prévention et la lutte contre le harcèlement et contre toute forme de discrimination s'applique au sein du Groupe mais également au profit des fournisseurs et sous-traitants (voir Section 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur"). Dès 2021 et 2022, le Groupe a déployé des guides qui réaffirment son principe de "tolérance zéro" en la matière et ce, partout dans le monde :

- un guide contre toute forme de discrimination à l'encontre des personnes LGBTQ+ ;
- un guide sur la lutte contre le harcèlement sexuel et les agissements sexistes.

[S1-1 24a, b] La politique de vigilance droits humains du Groupe bannit toute forme de discrimination et de harcèlement. Elle est présentée au paragraphe "Les politiques du Groupe" de la Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains".

Dès 2017, ENGIE a signé un accord européen à durée indéterminée sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, la lutte contre les discriminations et les violences, et la prévention du harcèlement sexuel. En 2019, le Groupe a également mis en place un plan de prévention et de lutte contre le harcèlement sexuel et le sexisme.

[MDR-P]	Politique en matière de Diversité, Équité et Inclusion
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe. Chaque pilier a un sponsor, membre du Comex d'ENGIE. Il intervient comme ambassadeur et promeut la politique au travers d'actions concrètes.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique DEI est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

Processus [S1-2]

Processus de dialogue avec le personnel salarié et ses représentants sur les impacts [S1-2]

[S1-2 28] L'enquête *ENGIE&Me* (voir Section 3.1.3.2.2 "Évaluation de l'efficacité du dialogue social") comporte 25 questions sur les sujets de diversité, égalité professionnelle et inclusion issues du questionnaire EDGE, organisme externe de certification de la prise en compte des problématiques de diversité, d'équité et d'inclusion dans les entreprises. Dans le cadre de la certification EDGE, des enquêtes et/ou sondages complémentaires sont réalisés de façon ponctuelle par les pays du Groupe. Ce processus permet de recueillir les points de vue du personnel salarié sur l'efficacité des politiques et des programmes en place et vise à prévenir, atténuer et/ou corriger toutes formes de discrimination qui pourraient entraîner une incidence négative sur les membres du personnel ou faire encourir un risque légal au Groupe.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Renforcer l'écoute des parties prenantes en soutenant les portes-paroles (ERGs, Rôles modèles), en proposant des lignes d'écoute ou d'alerte et en interrogeant les salariés lors d'enquête (Groupe ou locales)	Action initiée en 2024	• Sensibilisation et prise de conscience des salariés	Tous les salariés du Groupe	2026
• Prendre en compte la Politique DEI dans les différents process Groupe	Action initiée en 2024	• Prise en compte systématique de la DEI dans les process RH et les outils, y compris l'accessibilité numérique	Dans les outils RH, Process (job profile) et Politiques RH (de *l'onboarding* au départ,), tous les sites et applications	2026
• Mettre à disposition des formations et sensibiliser à chaque pilier de la Politique (égalité homme-femme, origine, LGBTQ+, Aptitude, Génération) et selon la cible (Global Leader par ex.) et dispenser des formations transverses (DEI, Fresque de la diversité)	Action initiée en 2024	• Formation et sensibilisation des salariés sur le thème DEI	Tous les salariés du Groupe	2026
• Animer le réseau des 80 ambassadeurs de la politique DEI ("*Bees*") formés pour pouvoir organiser au sein de leur entité les ateliers de la fresque de la diversité (près de 1 900 personnes sensibilisées en 2 ans)	Action initiée en 2024	• Animation du réseau des ambassadeurs	Ambassadeurs de la Politique DEI	2026
• Mettre en place des outils permettant de : suivre le déploiement de la politique DEI ; suivre les KPIs ; évaluer la maturité des entités ; analyser les commentaires figurant dans *ENGIE&Me*	Action initiée en 2024	• Exploitation des données RH, publication du Dashboard et utilisation de l'outil d'évaluation	Ambassadeurs de la Politique DEI	2026

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités, afin de mettre en œuvre les plans d'action mentionnés ci-dessus. Toutefois, en raison de la nature des dépenses, ces plans d'actions sont considérés comme ayant un impact financier potentiellement non significatif.

Formation et sensibilisation

[S1-4 38a, 40] Des formations et des ateliers de sensibilisation à la diversité et à l'inclusion sont organisés régulièrement, parmi lesquels :

La Fresque de la diversité

Est un outil d'intelligence collective développé par l'ESSEC *Business School*, qui permet d'expérimenter les mécanismes cognitifs à l'œuvre en matière de discriminations et de découvrir des approches visant à les réduire. Depuis 2023, 1 900 salariés ont été sensibilisés et environ 80 ont été formés pour animer ces ateliers.

Les partenaires sociaux/organisations syndicales ont été associés au déploiement de cette formation. La Fresque est en cours "d'internalisation" avec la création récente de supports de formation en portugais pour son déploiement au Brésil et en espagnol pour son déploiement au Pérou, Chili, Mexique et Espagne. Le Top 50 du Groupe effectuera cette formation à horizon 2025.

Formations et initiatives liées au recrutement

Le programme "Permis de recruter", déployé au niveau mondial permet de former les managers et les membres de la Direction des Ressources Humaines du Groupe au recrutement et à la gestion des ressources humaines inclusifs et de sensibiliser sur les biais potentiels lors du recrutement et sur l'importance de maintenir la neutralité et l'inclusivité des offres d'emploi. Ce programme permet d'atténuer le risque juridique auquel serait exposé le Groupe en cas de non-respect des lois et règlementations.

Campagnes de sensibilisation

Des évènements, des guides, des partages de bonnes pratiques sont réalisés. Une campagne pour favoriser l'auto déclaration du handicap sera conduite en 2025.

Déploiement d'outils de prévention

[S1-4 38b, 43] Le Groupe conçoit et partage des guides notamment sur les sujets LGBTQ+, l'identité de genre, la diversité religieuse, le sexisme et le harcèlement, les violences domestiques pour instaurer une culture de vigilance parmi les équipes. Les guides sont accessibles à tous sur le *HR HUB*. Ils ont été réalisés en anglais et en français.

Pour faciliter la prise de parole et le signalement de telles incidences, le Groupe soutient les groupes de communautés tels que *Friends by ENGIE*.

Pour soutenir le personnel en cas d'incident, ENGIE met à disposition de son personnel salarié et aux tierces parties son mécanisme d'alerte, décrit dans la Section 3.1.4.1.5.

Communications auprès du personnel

[S1-4 38c] Des supports de communication sont disponibles sur le site Intranet du Groupe. (Parmi les autres initiatives, citons, l'organisation d'un webinaire au Royaume-Uni relatif aux identités trans (*Trans awarness webinar*), le National Diversity Day en Allemagne ou encore le *Dual education program* en Roumanie sont des exemples de dispositifs).

Suivi et mesure du progrès

[S1-4 38d] ENGIE suit et évalue l'efficacité de ses actions et initiatives à travers :

- des indicateurs globaux et locaux ;
- des audits réguliers (EDGE, Label Diversité…) ;
- des baromètres et des prix internationaux ou nationaux.

En France, ENGIE est signataire de la Charte d'Engagement LGBTQ+ de L'Autre Cercle, qui l'engage à participer au baromètre national issu de l'enquête bisannuelle menée par l'association et à mettre en place des actions concrètes pour promouvoir l'inclusion. Le Groupe participe également à l'initiative #StOpE (stop au sexisme ordinaire en entreprise). Ces dispositifs permettent à ENGIE de mesurer les progrès réalisés et d'ajuster les actions en conséquence. De plus, des séminaires réguliers sont organisés pour former et sensibiliser les ambassadeurs DEI, qui jouent un rôle clé dans la mise en œuvre des initiatives.

[S1-4 39] ENGIE identifie les actions nécessaires en réponse à un impact négatif à travers un processus structuré de consultation et d'évaluation, dont font notamment partie les audits de suivi mentionnés ci-dessus.

Évaluation de la maturité

[S1-4 40a] Un outil interne d'évaluation de la maturité développé par le Groupe permet aux entités de suivre les progrès accomplis et de mettre à jour, si nécessaire, leur plan d'actions. Fondé sur le principe du *benchmark* et de la transparence interne, il permet aux Directions DEI des régions du Groupe d'auto-évaluer leur performance et de la comparer aux autres régions selon différents indicateurs.

L'enquête d'engagement *ENGIE&Me*, un outil dédié à l'analyse d'écart de rémunération hommes-femmes et l'index égalité professionnelle et salariale (voir Section "Egalité professionnelle femmes-hommes") complète cette évaluation de la maturité. Les entités ayant reçu la certification EDGE ont également à leur disposition des indicateurs de suivi qui leur permettent de piloter leurs actions.

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-9, S1-17]

Les cibles présentées ci-après reflètent les objectifs du Groupe en matière d'équité, de diversité et d'inclusion ainsi que les contraintes législatives liées à l'identification de certaines populations, notamment celles exposées à différents risques. Ainsi, le Groupe n'a pas fixé de cibles, ni ne dispose d'indicateurs, relatifs aux origines, à l'identité de genre ou à l'orientation sexuelle de son personnel.

Cibles relatives à l'emploi des femmes

[S1-5 46] Le Groupe s'est fixé pour objectif d'atteindre, à l'horizon 2030 :

- un taux de 40% à 60% de femmes au sein de sa population de cadres (femmes managers) □□ (1). En 2024, le taux est de 32% ;
- 10% d'apprentis au regard des salariés en contrats à durée indéterminée hors entités régulées GRDF et GRTgaz.

Les objectifs de recrutement et de femmes managers sont fixés par la Direction des Ressources Humaines du Groupe, validés par le Comex et figurent dans les critères d'évaluation (*score cards*) du Top Management. Ils sont déclinés par *Business Unit* et par région.

[S1-5 47a, b, c] Les objectifs de recrutement et de femmes cadres sont fixés par la Direction des Ressources Humaines du Groupe, validés par le Comex et figurent dans les critères d'évaluation (*score cards*) du Top Management. Ils sont déclinés par *Business Unit* et par Région. Des tableaux de bord sont mis à la disposition des parties intéressées pour suivre les indicateurs de leur périmètre et des bilans globaux sont présentés trimestriellement et en fin d'année.

Indicateurs de diversité

[S1-9 66a] Le Top Management est constitué de 294 salariés, dont 92 femmes et 202 hommes.

[S1-9 AR71] Le top management désigne le plus haut niveau de décision et de responsabilité dans l'entreprise. Au sein d'ENGIE, tous les postes sont évalués en fonction du niveau et du périmètre de responsabilité, conformément à la méthodologie *Korn Ferry Hay*.

[S1-9 66b] Pyramide des âges

Genre / Tranche d'âge	0-24	25-29	30-34	35-44	45-54	>54
Homme	4 372	6 641	9 241	21 650	17 895	11 909
Femme	1 757	3 020	3 597	8 042	6 325	3 479
Autre			2	2		
Non déclaré	1	8	5	10	5	5
TOTAL GÉNÉRAL	**6 130**	**9 669**	**12 845**	**29 704**	**24 225**	**15 393**

(1) □□ Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2024 (voir Section 3.1.7 libellé "Taux de femmes cadres")

Cas, plaintes et impacts graves sur les Droits de l'Homme

[S1-17 103a, d] En 2024, 75 allégations [1] de discrimination et de harcèlement affectant le personnel de l'entreprise ont été formulées via le dispositif d'alerte ENGIE (*Whistleblowing System*).

[S1-17 103b, d] Pendant la même période, 22 allégations [1] liées aux autres droits sociaux et humains du personnel (santé-sécurité et pratiques de travail) ont été formulées via le dispositif d'alerte ENGIE (*Whistleblowing System*) ; aucune plainte n'a été déposée auprès des points de contact nationaux pour les principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales.

[S1-17 104a] Aucun incident grave en matière de Droits de l'Homme affectant le personnel ne s'est produit en 2024.

Égalité professionnelle femmes-hommes [S1-4, S1-5, S1-16]

L'égalité femmes-hommes est l'un des piliers de la Politique DEI du Groupe. ENGIE a fixé un objectif majeur de parité femmes-hommes dans le management à 40-60% au niveau du Groupe à l'horizon 2030.

En 2022, dans la continuité de ses engagements et pour plus de lisibilité, le Groupe a choisi de se focaliser, parmi les indicateurs de l'index égalité professionnelle et salariale, sur l'indicateur d'équité salariale – *gender pay equity*. Ce dernier mesure l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes à postes équivalents.

Il compare la rémunération moyenne des femmes à celle des hommes pour chaque groupe correspondant aux tranches d'âge du Groupe et aux quatre catégories socio-professionnelles (ouvriers, employés, techniciens et agents de maîtrise, ingénieurs et cadres) ou aux niveaux de classification des salariés.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Identifier des éventuels écarts de rémunération entre femmes et hommes et définir les plans d'actions pour les traiter	Action initiée en 2024	• Identification et éradication des éventuels écarts de rémunération entre femmes et hommes	Les salariés lésés par des écarts de rémunération supérieurs à l'objectif établi par le Groupe	Annuelle

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le niveau des ressources (OPEX), du Groupe soutenant la mise en œuvre de ce plan d'action est adapté en fonction de chaque situation. Les montants correspondants sont intégrés dans les états financiers du Groupe au sein des charges de personnel.

[S1-4 38a, 40a] Afin de respecter le principe d'égalité salariale entre les femmes et les hommes, chaque société du Groupe définit son plan d'actions afin de réduire les écarts de rémunération et analyse chaque année ses résultats et adapte si nécessaire ses plans d'actions.

[S1-4 38c] Les plans d'actions sont de diverses natures : analyser les différences de rémunération entre les femmes et les hommes à l'occasion des revues annuelles de salaires, examiner les rémunérations proposées lors de l'embauche ou de promotions, veiller à ce que les femmes ne soient pas pénalisées par le congé maternité ou un congé parental, sensibiliser le management à la gestion de l'égalité salariale.

Plans d'action à court terme

En 2024, deux types d'actions correctives à court terme ont été mis en œuvre avec la mise en place de budgets spécifiques de revalorisations salariales et des augmentations individualisées.

Pérenniser le processus et les engagements à long terme

[S1-4 38c, 40a, 41] Pendant la même période, les sociétés du Groupe ont prévu des plans d'actions à long terme, de nature à pérenniser le processus destiné aux objectifs d'équité salariale :

- mise en place d'accords d'égalité professionnelle ;
- instauration de politiques de transparence salariale pour garantir que tous les salariés comprennent les critères de rémunération, accompagnées de communications régulières et de consultations du personnel salarié sur les efforts et les progrès réalisés en la matière ;
- élaboration de processus d'analyse des différences de rémunération entre les femmes et les hommes à l'occasion des revues annuelles de salaire, notamment dans le cadre des attributions des augmentations salariales, avec des systèmes de contrôle et d'alerte pour examiner particulièrement la situation des femmes ;
- instauration d'une vigilance sur le niveau de rémunération à l'embauche pour garantir la cohérence entre hommes et femmes, en particulier lors d'embauches de femmes sur des métiers essentiellement occupés par des hommes ;
- instauration de procédures permettant d'éviter que les femmes ne soient pénalisées par un congé maternité ou un congé parental ;
- actions de sensibilisation des ressources humaines et du management sur les biais de genre lors du recrutement ainsi qu'à la gestion de l'égalité salariale ;
- accompagnement des départs des salariés en âge de prendre leur retraite et engagement à prioriser l'embauche des femmes lorsque cela est possible.

[S1-4 38d] Dans le cadre de l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE, les résultats de ces plans d'actions font l'objet d'un suivi annuel au niveau du Groupe auprès du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) et du Conseil d'Administration.

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-16]

Le Groupe s'appuie sur un outil centralisé recueillant des données de rémunération, le *Reporting Social* Groupe (Voir [S1-6 50e, f] – outil de collecte). Celui-ci centralise les données de rémunération fixes et variables, les heures contractuelles et une partie des avantages en nature de l'ensemble du personnel salarié du Groupe. Cet outil ne permet pas, en revanche, de constituer une base de données unique recensant les données de rémunération individuelles pour chaque salarié.

(1) Afin d'éviter tout potentiel double comptage entre les différents canaux et/ou dispositifs d'alerte ou lignes d'écoute mis à disposition pour les collaborateurs du Groupe, seuls les cas soulevés via le dispositif d'alerte ENGIE (Whistleblowing System) ont été considérés.

Cibles

[ESRS-2 81] À ce stade, l'indicateur d'équité salariale entre femmes et hommes retenu et suivi dans les objectifs du Groupe à horizon 2030, au niveau du CEEDD en amont du Conseil d'Administration, est l'écart ajusté présenté au paragraphe "Équité salariale" de la section "actions". Celui-ci tient compte de certains facteurs explicatifs des écarts salariaux, notamment l'analyse des rémunérations en équivalent temps plein, la prise en compte des catégories socio-professionnelles et des tranches d'âge. Ces éléments permettent au Groupe de se concentrer sur les potentiels écarts non justifiés nécessitant des plans d'actions.

[S1-5 44a, b] Pour l'année 2024, l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes (correspondant à l'indicateur numéro 1 de l'Index Egalité professionnelle) se situe à 1,85%, pour un périmètre représentant près de 80% des salariés du Groupe. Ce résultat est conforme à l'objectif du Groupe.

[S1-5 46] Depuis 2022, le Groupe a choisi de se focaliser sur l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes à postes équivalents, avec un objectif cible d'un écart maximal de 2% au niveau Groupe. L'année de référence de cet objectif est 2022. La période à laquelle il s'applique est 2022-2030.

Les éléments de rémunération pris en compte sont : le salaire de base, la rémunération variable et prime individuelle, les primes collectives. Sont exclus : les indemnités de fin de contrat à durée déterminée, les primes liées à des sujétions de service, les heures supplémentaires et complémentaires, les indemnités de départ, les primes d'ancienneté, l'intéressement et la participation, les actions et compensations différées en actions.

Toutes les sociétés du Groupe de plus de 50 salariés en France et de plus de 250 salariés à l'international utilisent un outil de mesure développé par le Groupe, EQUIDIV, permettant un calcul automatique et uniforme de l'index à partir de données individuelles. EQUIDIV fournit les actions prioritaires de remédiation pour faire progresser l'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes.

Processus de définition de la cible

[S1-5 47a] En France, la thématique de l'égalité professionnelle et salariale est discutée avec les représentants du personnel salarié et peut faire l'objet d'accords d'entreprise.

[S1-5 47b] Le Groupe ENGIE a signé avec les représentants du personnel un accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale du Groupe. Dans le cadre de l'engagement en matière d'égalité salariale entre les femmes et les hommes, un suivi des résultats est réalisé lors de la réunion annuelle du Forum mondial chargé d'assurer la mise en œuvre de l'Accord mondial, présenté dans la sous-Section "Dialogue social" du présent chapitre.

[S1-5 47c] Chaque année, les sociétés relevant du périmètre de calcul analysent leurs résultats et mettent en place, si besoin, les actions de remédiation telles que celles décrites au paragraphe "Actions" précédents. Ces informations font l'objet d'échanges au sein des instances représentatives du personnel salarié.

Indicateurs de rémunération

Pour les calculs des indicateurs de rémunération présentés ci-après, les données de rémunération utilisées sont issues des données agrégées du Reporting Social Groupe (RSG) ; le périmètre est celui de l'ensemble des salariés du Groupe. Les données de rémunération prises en compte sont les données de rémunérations fixe, variable court terme, les primes exceptionnelles, certains avantages, comme les avantages en nature (voiture et logement). Certaines données de rémunération, comme les données de retraite, d'intéressement/participation ou d'intéressement long-terme, ne sont pas recensées dans le RSG et ne sont donc pas, à ce stade, intégrées aux calculs de ces indicateurs. Des évolutions sont envisagées dans le RSG afin que ces données puissent être remontées dans l'outil. Par ailleurs, s'agissant du calcul du ratio, le Groupe ENGIE étant constitué de sociétés ayant des systèmes de paye différents, la rémunération médiane n'est pas calculable en l'absence d'une base de données unique recensant les données individuelles de rémunération ; le calcul est réalisé sur la base de la rémunération moyenne Equivalent Temps Plein, calculable à partir des données présentes dans le RSG et excluant l'individu le mieux rémunéré.

[S1-16 97a, c] Au titre de 2024, l'écart salarial entre femmes et hommes calculé est de : 4,3%. Ce nouvel indicateur sera analysé et suivi tous les ans.

[S1-16 97b, c] Au titre de 2024, le ratio de rémunération calculé est de : 71,3.

3.1.3.2.5 Talents et compétences [S1-1, S1-4, S1-5, S1-13]

Formation et développement [S1-1, S1-4, S1-5, S1-13]

Politiques [S1-1]

La formation et le développement sont essentiels pour le développement des personnes, la transformation organisationnelle et la croissance de l'entreprise.

[S1-1 19] ENGIE propose des programmes de formation, parcours de carrières et actions de développement personnel pour adapter les compétences aux évolutions des métiers et des technologies. La transition écologique et les accélérations technologiques dues à la digitalisation et à l'intelligence artificielle, transforment en effet les métiers des salariés. Elles créent également des tensions en matière de personnel qualifié dans les nombreuses activités classiques ou émergentes du Groupe. Pour y faire face, ENGIE conduit une stratégie sociale de montée en compétences selon trois axes :

- une gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir ;
- une mobilité interne renforcée au service des quatre grands métiers ;
- des objectifs de formation professionnelle pour tous les salariés.

Cette stratégie est menée avec la volonté de favoriser l'enrichissement des tâches, le renouvellement des expériences, la prise en compte des initiatives des salariés et leur responsabilisation.

[S1-1 21] Les initiatives et politiques de formation d'ENGIE s'alignent sur les Objectifs de Développement Durable des Nations Unies (ODD).

Politique Formation et développement

[S1-1 19, MDR-P 65a] Le Groupe s'est doté en 2017 d'une Politique Formation et développement qui vise à former 100% du personnel salarié (tous types d'activités confondues) chaque année à l'horizon 2030 via des opportunités multimodales.

[MDR-P]	Politique Formation et développement
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique Formation et développement est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

Afin de privilégier l'accessibilité et l'inclusion des différentes populations au sein du personnel salarié, le Groupe déploie de façon croissante des parcours digitaux, via le *Learning Management System* (LMS) du Groupe, accessibles dans les 11 langues de l'entreprise et s'assure de l'accessibilité des formations en présentiel aux personnes handicapées dès lors qu'un collaborateur fait part de ses difficultés. ENGIE propose des opportunités de formation à l'ensemble des salariés via les catalogues de formations disponibles sur le système d'information RH (SIRH) du Groupe.

Politique de Développement des talents

La Politique Formation et développement est complétée par la Politique de Développement des talents.

[MDR-P 65a] Cette dernière vise à anticiper les besoins en compétences et à préparer les futurs leaders et experts techniques de l'entreprise. Elle s'appuie sur une approche ascendante pour identifier les postes clés et les talents potentiels, et propose des parcours de carrière personnalisés ainsi que des outils de développement comme les programmes *"ENGIE Boost"* et *"ExpAND"*, présentés de façon détaillée dans la Section *Actions*.

Elle définit un langage commun sur les compétences, une nouvelle méthodologie d'évaluation des personnes en tenant compte de leurs aspirations professionnelles, de leur performance et de leur potentiel. Elle promeut la mobilité interne et les plans de succession, ainsi que la responsabilité des managers dans le développement des personnes par le biais de conversations régulières avec les salariés.

[MDR-P]	Politique Développement des talents
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique de développement des talents est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

[S1-1 24d] Approuvée par le Comité Exécutif d'ENGIE et présentée aux représentants du personnel, la stratégie renforce la lutte contre tout type de discrimination et favorise l'inclusion de chacun en termes de développement et de carrière.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Entretiens de développement réalisés par les salariés chaque année avec leurs managers et plan de formation validé à l'issue	Action initiée en 2024	• Amélioration de la performance, identification des besoins de montée en compétences, suivi et évaluation de la progression des salariés, optimisation de la gestion des talents et préparation des évolutions de carrière	Tous les salariés du Groupe	Annuelle
• Identifier les compétences des salariés • Réalisation des plans de compétences des salariés	Action initiée en 2024	• Complétion et correction des *"Job Families"* dans le SIRH du Groupe	Tous les salariés du Groupe	2025
• Former les managers à la nouvelle stratégie de développement des salariés • Formations en présentiel et dans la langue locale pour l'ensemble des managers	Action initiée en 2024	• Des managers de managers formés à la nouvelle stratégie et à leur rôle dans le développement des salariés	Tous les managers du Groupe	2025
• Mettre en place des Académies Métiers dans chaque GBU ainsi que dans certaines fonctions transverses (*HR Academy*, *Digital & Data Academy*, et *Procurement Academy*.)	Action initiée en 2022 et amplifiée en 2024	• Ces Académies visent à améliorer la professionnalisation et l'excellence opérationnelle, ancrer une culture commune, promouvoir les savoir-faire internes et externes et favoriser la découverte des métiers du Groupe	Toutes les salariés du Groupe	Annuelle

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
• Clarifier et communiquer aux salariés les principes de mobilité interne du Groupe	Action initiée en 2024	• Meilleure compréhension des opportunités de carrière internes, renforcement de l'engagement et de la fidélité des salariés, amélioration de la transparence organisationnelle et favorisation de la transversalité et de la diversité des parcours	Tous les salariés du Groupe	Annuelle

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, considérés comme ayant un impact financier non significatif.

Mise en place d'une gouvernance *Learning* du Groupe pour la formation et le développement des compétences clés

ENGIE privilégie une approche du développement qui met en exergue des compétences prioritaires par population et les besoins clés de formation associés.

[S1-4 38a, 39] Cette stratégie s'est traduite par la mise en place d'une gouvernance *Learning* avec une instance décisionnaire dotée de comités stratégiques et/ou opérationnels, se réunissant chaque trimestre pour aligner et prioriser les besoins en compétences des salariés. Cette communauté comprend environ 500 personnes dans la filière Ressources humaines.

[S1-4 38c] En 2023, les efforts de la filière *Learning* se sont concentrés sur la mise en place du *Learning Management System* (LMS) Groupe, qui a été déployé en début d'année 2024 dans presque tout le Groupe, sauf dans les entités : GRTgaz, GRDF, CNR, activités nucléaires, EHS et GEPSA. Le LMS permet de piloter le déploiement des formations obligatoires pour l'ensemble du personnel salarié et non-salarié. En 2024, ENGIE a identifié trois formations obligatoires en *e-learning* : Santé & Sécurité, Éthique et Cybersécurité. Deux programmes de formation pour les cadres sont également recommandés : ENGIE *Ways of Leading* (EWOL) et *Management Pass* (programme managérial).

Formations dans le cadre d'*ENGIE University* et des Académies

[S1-4 38c] *ENGIE University* est un centre de formation certifié Qualiopi en France et CLIP à l'international et un lieu de réflexions stratégiques sur les politiques *Learning* et Développement d'ENGIE, ainsi que sur les compétences d'aujourd'hui et demain. Depuis plus de 15 ans, cette université d'entreprise accompagne le développement professionnel et personnel des salariés, en particulier des cadres et des *people* managers, et constitue un levier important de la culture d'entreprise et de la formation au sein du Groupe.

ENGIE University propose des programmes en présentiel et numériques (*e-learning* et classes virtuelles) pour renforcer l'accès à la formation pour l'ensemble de ses salariés, partout dans le monde.

Elle organise également des *U.camps* (campus éphémères et itinérants en France ou à l'international, ouverts principalement aux cadres) et le *Learning & Career Festival* (ouvert à l'ensemble des populations du Groupe). Au total, plus de 10 000 salariés du Groupe y ont participé en 2024.

[S1-4 40a] Ces expériences d'apprentissage favorisent l'engagement des participants, comme en témoignent les NPS (*Net Promoter Score*) élevés et les verbatims des participants recueillis à l'issue.

[S1-4 38b] *ENGIE University* développe aussi des Académies de métiers en partenariat avec les Global Business Units et certaines filières depuis 2022.

Fin 2024, les Académies de métiers du Groupe comprennent la *Renouvelables Academy*, *Networks Academy*, *Energy Solutions Academy* et *FlexGen Academy*. Des Académies transverses existent également : la *RH Academy*, *Digital & Data Academy*, et la *Procurement Academy*.

[S1-4 38a] D'autres écoles métiers comme l'École des métiers d'Energie Solutions France, les *GEMS Schools* ou *Energy Formation* de GRDF, ainsi que la *Sustainability Academy* proposant des formations liées à la transition énergétique, sont accessibles au personnel salarié.

[S1-4 38d] En 2024, le Groupe a formé 94,6% de son personnel salarié. Ce chiffre est en hausse par rapport aux années précédentes, et chaque année des actions sont identifiées pour permettre de former davantage de salariés.

Actions stratégiques de développement des compétences et *ENGIE Jobs*

[S1-4 39] Elles sont pilotées par un processus de gestion stratégique et prévisionnelle des emplois et des compétences (*Strategic Workforce Planning*). Les prévisions industrielles et financières alimentent une cartographie quantitative et qualitative à trois ans des compétences stratégiques et distinctives. Chaque entité Métiers du Groupe doit se doter d'une telle cartographie afin de mettre en place sa stratégie et de déployer des plans d'actions associés.

[S1-4 40a] Cette approche est organisée autour du référentiel interne des *ENGIE Jobs* qui recense, dans une optique d'amélioration continue, plus de 380 rôles repères et les compétences associées. Ce référentiel permet de :

- anticiper les besoins en recrutement ;
- prendre en compte l'impact de la perte d'emplois liée aux changements du marché et des technologies ;
- déployer des plans de formation adaptés ;
- préparer des parcours de carrière adaptés aux enjeux émergents.

[S1-4 38d, 43, AR43] Ces données sont consolidées au niveau du Groupe pour obtenir une vision globale sur les évolutions des métiers et des compétences, en particulier sur :

- les technologies matures (éolien, solaire) ;
- les nouvelles technologies (stockage d'électricité par batterie, gaz verts) ;
- les compétences transverses (santé-sécurité, *data*, digital, gestion des risques).

Elles permettent également de construire des plans d'actions transverses aux entités afin de répondre à leurs enjeux communs, notamment l'acquisition de nouvelles compétences, en recrutant des jeunes diplômés par l'intermédiaire de *graduate programs*.

Développement et fidélisation des talents du Groupe

[S1-4 38a] En 2024, le Groupe a initié sa nouvelle stratégie de développement du personnel salarié avec une journée de formation, conçue et animée en interne, réunissant 282 professionnels des Ressources humaines et plus de 2 000 managers. Cette formation sera déployée à tous les managers du Groupe en 2025 et partagée à l'ensemble des salariés d'ici fin 2026. Cette stratégie renforce la responsabilité des managers en matière d'accompagnement des salariés du Groupe dans leurs projets de développement individuel et de carrière.

Des programmes ont été conçus pour mettre l'accent sur le développement et la fidélisation des talents et des experts :

ENGIE *Boost* : le programme des futurs leaders

ENGIE Boost est un dispositif qui permet de développer et de fidéliser les talents à Haut Potentiel de *leadership* à tous les niveaux de l'organisation, afin de les préparer à occuper les rôles stratégiques du Groupe. Il se compose de trois programmes :

- *Rise!* et *Pulse!* pour les 300 talents ayant le potentiel de prendre une des positions stratégiques du Groupe lors de leur prochaine mobilité pour les premiers (dont 37% de femmes et 56% d'internationaux) et dans deux à trois mobilités pour les seconds (dont 55,4% de femmes et 44% d'internationaux) ;
- *Up!*, géré par les GBU, les entités et les géographies, bénéficie aux talents susceptibles d'évoluer vers des positions clés du Groupe.

ExpAND : le programme des Experts

Depuis 2020, ce dispositif vise à identifier, développer et reconnaître les experts du Groupe, de manière transverse. Il leur permet de développer leurs compétences comportementales comme le *leadership* et la communication. À l'issue des trois premières campagnes, 757 *ExpANDers* ont été identifiés.

People and Positions Reviews

[S1-4 38a] Les *People and Position Reviews* font partie du cycle annuel de développement des personnes et visent à remplir plusieurs objectifs :

- assurer la continuité et la croissance de l'entreprise en identifiant et en développant les futurs dirigeants potentiels d'ENGIE ;
- favoriser une culture de développement des talents et de promotion interne pour tous ;
- promouvoir la mobilité au-delà des silos organisationnels en croisant les points de vue et en concevant des plans de développement des personnes qualitatifs et concrets ;
- encourager la responsabilisation des managers vis-à-vis du développement des personnes sous le prisme d'impératif commercial ;
- accroître la diversité à tous les niveaux pour une meilleure performance et en soutien à la stratégie commerciale du Groupe.

[S1-4 38b, c] En 2024, plus de 1 100 postes ont été identifiés comme *Global Key Positions*, c'est-à-dire critiques à l'échelle du Groupe. 81% de ces postes disposent d'un plan de succession identifié et 2 046 successeurs ont été évalués par le manager compétent et discutés lors des *People Reviews* afin d'établir des plans d'action clairs pour accompagner le développement et la carrière des salariés évalués.

La People Review 2024 a permis d'évaluer 10 865 salariés, au lieu des 3 000 initialement prévus.

Management des carrières (*Career Paths*) et principes de mobilité

La gestion des carrières est un élément clé de la stratégie Ressources humaines du Groupe, notamment en vue d'optimiser la rétention des talents. **[S1-4 38a]** Les différents axes de travail qui ont été renforcés en 2024 sont :

- les plans de succession pour les positions clés du Groupe, pour mieux adapter les plans de développement ;
- la communication sur des exemples de parcours au sein du Groupe, afin de susciter l'inspiration ;
- la définition des expériences et compétences attendues pour quelques postes clés du Groupe, pour plus de transparence ;
- la revue des familles de métiers et d'*ENGIE Jobs* pour définir une architecture qui permettra de créer des outils complémentaires d'exploration des parcours professionnels.

[S1-4 38b, c, d, 39] L'efficacité de ces actions est mesurée à travers l'évolution des taux de rétention et de mobilité et via l'enquête d'engagement du Groupe, qui permettent également de définir des actions prioritaires de développement pour 2025.

En 2024, l'enquête d'engagement *ENGIE&Me* a démontré que :

- 66% des personnes interrogées estiment avoir des opportunités de formation chez ENGIE ;
- 71% ont le sentiment d'avoir des informations sur la gestion de carrière ;
- 72% pensent bénéficier d'un soutien pour leur développement.

Les plans d'actions spécifiques identifiés en 2023, adaptés aussi bien aux besoins individuels que collectifs, semblent avoir porté leurs fruits et sont reconduits en 2025. Ils visent particulièrement à :

- renforcer la capacité des managers à détecter, développer et retenir les salariés ;
- proposer des actions rapides en réaction aux évolutions du marché ;
- améliorer l'expérience du personnel salarié dans toutes les étapes de leur parcours lorsque cela est nécessaire ;
- suivre et anticiper l'évolution des tendances localement.

Campagnes d'évaluation des performances et de développement

Les campagnes d'évaluation des performances et de développement font partie du cycle annuel de management du personnel salarié.

[S1-4 38a] Elles visent à établir clairement les attentes de performance individuelle en ligne avec les objectifs du Groupe, afin de garantir que chacun identifie clairement sa contribution au succès d'ENGIE, soit reconnu pour ses réalisations et ses résultats, et reçoive un soutien pour maximiser son potentiel.

[S1-4 38b, c] Les entretiens de performance incluent, en complément des réalisations, une analyse de la performance sous l'angle des comportements attendus (définis par les *ENGIE Ways of Leading* et *ENGIE Ways of Working*), ainsi que sur des thématiques transverses telles que la santé et la sécurité, la diversité et l'inclusion, la cybersécurité et l'éthique.

[S1-4 38a] En 2024, 39 992 salariés ont fait l'objet d'une évaluation de performance avec leurs managers (53% du personnel salarié), auprès de 21 974 managers et 18 388 non managers.

[S1-4 38a, b, c] La campagne d'entretiens de développement a vocation à permettre aux managers et aux salariés de faire le point sur les actions de développement, les aspirations professionnelles et la mobilité, en concevant conjointement des plans de développement individuel. En 2024, 39 555 salariés ont fait l'objet d'un entretien de développement avec leurs managers (52% de l'ensemble du personnel salarié), auprès de 21 566 managers et 17 989 non-managers.

[S1-4 39, 41] L'efficacité de la démarche se mesure selon le pourcentage de membres du personnel salarié qui reconnaissent, à la fin de l'entretien, les résultats de l'évaluation. **[S1-4 38d]**

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-13]

Programmes de formation

Les comités de pilotage définissent chaque année les priorités et des indicateurs stratégiques des actions développées par *ENGIE University* et les académies des Métiers.

Suivi des objectifs généraux du Groupe en matière de formation

[S1-5 46] En 2024, en moyenne, 94,6% du personnel salarié du Groupe a suivi au moins une formation, soit en présentiel, en digital ou en hybride dans l'ensemble des pays et activités.

[S1-5 47a, b] Les étapes pour atteindre cette cible de 100% de salariés formés ont été définies par le Directeur *Learning* Groupe. ENGIE communique également en interne et en externe de façon transparente sur cet indicateur, via la filière Ressources humaines en particulier.

[S1-5 47c] Le sujet Formation/*Learning* est également présenté et discuté avec les partenaires sociaux, dans les instances de dialogue social (comité France, comité d'entreprise européen, Forum mondial).

	2024	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030 cible
Taux moyen de formation des salariés	94,6%	90%	92%	94%	96%	98%	100%

[S1-13 83b] Indicateurs de formation et de développement des compétences

Sexe	Nombre moyen d'heures de formation par salarié et par genre
Homme	21
Femme	16
Autre	11
Non-déclaré	24
TOTAL	**20**

3.1.3.2.6 Santé et sécurité des travailleurs [S1-1, S1-4, S1-5, S1-14, S1-15]

En matière de santé-sécurité au travail, ENGIE souhaite apporter le même niveau de protection et de prévention des risques à toutes les personnes travaillant pour le Groupe quel que soit leur statut, salariés, intérimaires et sous-traitants. Les dispositions mises en œuvre par ENGIE exprimées dans la Politique Santé-Sécurité, dans les règles santé-sécurité et dans les processus s'appliquent donc à ces différentes populations. Elles sont décrites dans la présente section et ne sont pas reprises dans la section 3.1.3.3 « Travailleurs de la chaîne de valeur », de façon à limiter les répétitions. En complément, les dispositions spécifiques au management de la santé-sécurité des sous-traitants sont décrites en section 3.1.3.3.

Concernant les non-salariés, ENGIE a choisi d'appliquer une disposition transitoire pour son reporting 2024 en ne publiant que les données relatives aux travailleurs intérimaires.

Politiques, processus [S1-1]

[S1-1 19, 23]

La Politique Santé-Sécurité

[MDR-P 65a] L'approche santé-sécurité au travail d'ENGIE comprend deux axes de prévention distincts :

- l'axe "*No Life At Risk*" qui traite de la prévention des accidents ;
- l'axe "*No Mind At Risk*" qui traite de l'amélioration de la qualité de vie au travail et de la prévention des risques psychosociaux.

Ces deux axes de prévention sont déclinés dans la Politique Santé-Sécurité qui a fait l'objet d'un accord avec les représentants du personnel au niveau mondial.

L'ambition du Groupe, exprimée en préambule de la politique, est de faire de chacun, dirigeant, manager, salarié, sous-traitant, un acteur engagé de sa santé, de sa sécurité et de celle des autres.

La Politique Santé-Sécurité d'ENGIE est structurée autour de huit principes fondamentaux, tels que par exemple la prise en compte des risques dans tout processus de décision, une démarche participative à la prévention des situations à risque ou la promotion d'un climat de confiance et d'échange.

Une version révisée de cette politique a été publiée en 2022, à l'occasion de la mise en place d'un accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE. Cette révision a permis notamment d'introduire l'axe de prévention "*No Mind At Risk*" et des dispositions pratiques complémentaires destinées à améliorer la qualité de vie au travail et à prévenir les risques psychosociaux.

[MDR-P]	Politique Santé-Sécurité
Champ d'application [MDR-P 65b]	L'ensemble des activités d'ENGIE ainsi que les filiales intégrées globalement dans le périmètre de consolidation du Groupe. L'ensemble des salariés, des intérimaires et des sous-traitants travaillant pour le Groupe
Niveau hiérarchique le plus élevé responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La mise en œuvre de la Politique Santé-Sécurité est présentée sous la forme des résultats et des principales actions mises en œuvre aux instances suivantes : • Comité Exécutif ; • CEEDD.
Description de l'attention portée aux intérêts des parties prenantes lors de l'élaboration de la politique [MDR-P 65d]	La Politique Santé-Sécurité a fait l'objet d'un accord avec les représentants du personnel au niveau mondial, ce qui a permis d'intégrer les attentes des salariés en matière de santé-sécurité au travail. La mise en œuvre de la politique est partagée régulièrement avec ces mêmes représentants du personnel à l'occasion des réunions du Forum mondial et du Comité d'Entreprise Européen, instances d'échange bipartie.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	L'accord intégrant la Politique Santé-Sécurité en annexe est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/news/accord-social-mondial

Les Règles Groupe et standards santé-sécurité

La Politique Santé-Sécurité du Groupe est déclinée au travers de Règles Groupe (RG) santé-sécurité et de standards techniques.

Ces Règles Groupe santé-sécurité traitent des thématiques spécifiques, telles que le management des risques en santé-sécurité, la gestion des accidents graves, potentiellement graves ou mortels, le management de la santé-sécurité des intérimaires. Ces règles constituent autant de processus applicables par l'ensemble des entités du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe publie des standards thématiques qui permettent de maîtriser les risques santé-sécurité pour des activités présentant des risques spécifiques, telles que les travaux en hauteur ou l'utilisation de véhicules routiers.

Les règles et standards santé-sécurité du Groupe s'appliquent :

- de façon obligatoire dans toutes les entités sur lesquelles ENGIE exerce le management opérationnel ;
- de la même façon à l'ensemble des salariés, des intérimaires et des sous-traitants travaillant pour le Groupe.

Le pilotage et la gouvernance de la santé-sécurité

Le Groupe a mis en place et révise périodiquement un dispositif de *reporting* quantitatif (exemple : taux de fréquence des accidents du travail) et qualitatif (exemple : HiPo = événement à haut potentiel de gravité = presqu'accident grave ou mortel) destiné à renseigner la ligne managériale sur la performance santé-sécurité des différentes entités du Groupe.

Le Groupe et ses entités réalisent régulièrement des revues de leur performance en santé-sécurité aux différents niveaux de l'organisation.

Un Comité de Direction Santé-Sécurité Groupe présidé par la Vice-Présidente Santé-Sécurité du Groupe, intégrant notamment les responsables santé-sécurité des quatre GBU ainsi que des entités Nucléaire, Tractebel et GEMS se réunit tous les mois. Ce comité a pour mission de définir les indicateurs à suivre et les objectifs, de décider des actions à mettre en œuvre et d'assurer sur le plan opérationnel le déploiement des plans d'actions.

Des points réguliers sont présentés devant l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe (communauté des "*Global Leaders*").

Des critères de performance en santé-sécurité sont intégrés aux parts variables annuelles des rémunérations de la Directrice Générale et des autres membres du Comité Exécutif (Comex). Les parts variables annuelles des cadres dirigeants comprennent également des critères de performance en santé-sécurité sur leur périmètre d'activité. Un système de malus est mis en œuvre pour les dirigeants qui ont eu à déplorer un accident mortel dans leur périmètre.

Les résultats santé-sécurité font l'objet d'un partage avec les managers et la filière santé-sécurité du Groupe.

La communication et la sensibilisation

Les processus de communication et de sensibilisation des salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe sur les sujets santé-sécurité prennent différentes formes :

- campagnes de communication et de sensibilisation sur les risques majeurs ;
- organisation de la semaine mondiale de la sécurité ;
- causeries santé-sécurité destinées à échanger au sein des collectifs de travail sur des sujets spécifiques impliquant l'équipe.

L'amélioration de la qualité de vie au travail et la prévention des risques psychosociaux

Depuis plusieurs années, le Groupe et ses filiales poursuivent la mise en œuvre d'actions dédiées à l'amélioration de la qualité de vie au travail de leurs salariés et ainsi prévenir les risques psychosociaux, dans le cadre de l'axe de prévention "*No Mind At Risk*".

Pour ce faire, la Direction Santé-Sécurité du Groupe anime un réseau de référents qualité de vie au travail. Ce réseau est sollicité notamment pour concevoir les outils à destination de l'ensemble du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe administre tous les deux ans une grande enquête auprès de l'ensemble de ses collaborateurs, appelée *ENGIE&Me*. Cette enquête intègre un certain nombre de questions en lien direct avec la qualité de vie au travail des salariés. Les réponses à ces questions permettent à chaque collectif de travail d'évaluer son niveau de maturité en termes de qualité de vie au travail en lien avec les attendus du Groupe.

L'animation de la filière santé-sécurité

L'animation de la filière santé-sécurité du Groupe fait largement appel aux outils digitaux, avec un important travail de partage à destination des différentes entités. Cette animation s'appuie notamment sur l'organisation de webinars mensuels thématiques, de présentations de l'analyse des causes des accidents mortels et sur la mise à disposition de différents supports techniques et de sensibilisation.

La *Newsletter* "*Prevention News*" dédiée à l'axe de prévention "*No Life At Risk*" permet de partager à la maille du Groupe l'ensemble des accidents graves, situations dangereuses significatives et événements à haut potentiel de gravité (HiPo), ainsi que les bonnes pratiques mises en œuvre localement.

Enfin, le Groupe organise chaque année une convention à destination des responsables santé-sécurité des entités et de représentants de la filière.

Le contrôle interne et les audits

Chaque année, le Groupe administre un questionnaire dit de contrôle interne qui permet aux responsables santé-sécurité des entités de s'auto-évaluer quant à la maîtrise des risques d'accident grave et mortel, et d'identifier des actions d'amélioration sur les thématiques qu'ils estiment déficientes (INCOME/COR8a).

Par ailleurs, ENGIE a mis en place un processus d'audit interne Groupe destiné à évaluer dans les entités la maîtrise des risques majeurs, pour éviter les accidents graves et mortels. À cette occasion sont identifiées des bonnes pratiques et des actions d'amélioration à mettre en œuvre.

Le dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés s'est poursuivi en 2024 aux différents niveaux du Groupe, en particulier avec les instances mondiales et européennes. Un groupe de travail permanent santé-sécurité et qualité de vie au travail est actif au niveau du Comité d'Entreprise Européen. Il réalise périodiquement une revue des résultats et actions engagées en matière de santé-sécurité au travail et de qualité de vie au travail.

Actions [S1-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Plan de transformation *ENGIE One Safety*	Action menée depuis 2022	Eradication durable des accidents graves et mortels	Salariés, intérimaires (et sous-traitants)	Jusqu'à l'atteinte de l'objectif
Formation-coaching de l'ensemble des managers du Groupe *Engie One Safety Culture*	Action menée en 2024	Poursuite du programme de formation-coaching	Tous les managers du Groupe, opérationnels et fonctionnels	Juin 2025
Publication de nouveaux standards de sécurité	Action menée en 2024	• Nouveau standard Groupe sur la prévention des chutes de hauteur • Nouvelles instructions techniques Groupe destinées à maitriser les risques électriques	Salariés, intérimaires (et sous-traitants)	2024
Campagnes de communication et de sensibilisation	Actions menées en 2024	Campagnes de sensibilisation élaborées par le Groupe mises à disposition des entités en 2024 : • maîtrise des risques liés aux travaux en hauteur ; • maîtrise des risques électriques ; • nécessité de mettre en œuvre systématiquement la Minute Qui Sauve, évaluation des risques avant de (re)commencer l'activité ; • nécessité de mettre en œuvre le point d'arrêt ("Stop the work") si les conditions de sécurité n'apparaissent pas réunies.	Salariés, intérimaires (et sous-traitants)	Annuel
Enquête auprès des collaborateurs *ENGIE&Me*	Action menée en 2024	Évaluation par les salariés de leur qualité de vie au travail et identification pour les différents collectifs de travail d'axes d'amélioration.	Tous les salariés du Groupe	Tous les deux ans

[MDR-A 68a, 68b, 68c, 68d, 68e] Les principales actions mises en œuvre par le Groupe en 2024 sont décrites ci-dessous, en intégrant si nécessaire l'échéance finale si l'action se prolonge au-delà de 2024, ainsi que les résultats qualitatifs et quantitatifs.

Le plan de transformation ENGIE One Safety

Suite aux accidents mortels qui se sont produits en 2021, le Groupe a défini en collaboration avec ses entités opérationnelles un vaste plan de transformation santé-sécurité, *ENGIE One Safety*. L'objectif de ce plan est d'éradiquer durablement les accidents graves et mortels qui touchent les salariés, intérimaires et sous traitants travaillant pour le Groupe.

Dans le cadre de la mise en œuvre de ce plan de transformation, plusieurs thématiques ont été traitées en 2024 permettant de définir et/ou de renforcer les dispositions à mettre en œuvre pour que le Groupe atteigne le plus tôt possible son objectif durable de zéro accident grave et mortel.

De nouveaux standards de sécurité

Dans le cadre du plan de transformation ENGIE *One Safety*, plusieurs nouveaux standards de sécurité ont été élaborés et diffusés aux entités.

Le premier d'entre eux concerne la prévention des chutes de hauteur. Ce standard est structuré en deux parties :

- d'une part les exigences générales (évaluation des risques, traitement des risques dont sélection des protections, formation et compétences, etc.) ;
- d'autre part des instructions techniques couvrant différentes thématiques (équipements collectifs, échafaudage, etc).

Par ailleurs, le Groupe a déployé de nouvelles instructions techniques destinées à maîtriser les risques électriques. Ces instructions décrivent les dispositions à appliquer concernant différentes thématiques (Équipements de Protection Individuels, réalisation d'une consignation électrique, etc).

La communication et la sensibilisation

Comme chaque année, le Groupe a souhaité marquer la semaine mondiale de la santé-sécurité au travail *(World Safety Week)* au travers d'une animation spécifique destinée aux différents collectifs de travail, avec pour objectif de s'assurer de l'engagement des salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe.

Au cours de l'année 2024, plusieurs campagnes de sensibilisation élaborées par le Groupe ont été mises à disposition des entités sur les sujets suivants :

- maîtrise des risques liés aux travaux en hauteur, intégrant la présentation du nouveau standard du Groupe sur le sujet ;
- maîtrise des risques électriques, avec notamment diffusion d'un dépliant de poche présentant les cinq questions à se poser en intervention ;
- nécessité de mettre en œuvre systématiquement la Minute Qui Sauve, évaluation des risques avant de (re)commencer l'activité ; un standard de mise en œuvre a été diffusé aux entités ;
- nécessité de mettre en œuvre le point d'arrêt ("Stop the work") si les conditions de sécurité n'apparaissent pas réunies ; des guidelines de mise en œuvre ont également été diffusées aux entités.

Comme chaque année au mois d'octobre, le Groupe a organisé un *Safety Stand Down* destiné à commémorer les victimes d'accidents mortels et à renforcer la mise en œuvre des attendus du Groupe en matière de prévention des accidents graves et mortels. Le principe de cet événement consiste à arrêter l'ensemble des activités du Groupe et à dédier ce moment particulier aux échanges au sein des équipes autour de la prévention des risques majeurs en santé-sécurité.

La formation-coaching des managers

Suite à l'évaluation de son organisation et de sa culture santé-sécurité par un consultant externe, le Groupe a conçu, testé et lancé en 2022 et 2023 un nouveau programme de formation-coaching destiné à l'ensemble de ses managers, appelé *ENGIE One Safety Culture*. Ce programme, basé sur une approche innovante de coaching, a pour objectif d'améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, les causeries et les revues de performance de façon à promouvoir une culture de sécurité renforcée, notamment auprès des salariés et des intérimaires.

EN 2024, ENGIE a poursuivi le déploiement de la formation-coaching de ses managers opérationnels et fonctionnels. Depuis le lancement du programme, ce sont 8 578 managers qui ont été formés et 5 207 managers qui ont été coachés.

[MDR-A 68c] Le déploiement du programme de formation-coaching à l'ensemble des managers en place devrait être finalisé au terme du premier semestre de 2025. Ce programme sera maintenu dans la durée pour former le flux des nouveaux managers.

Un outil digital unique, One Safety Tool

Dans le cadre du plan de transformation Engie *One Safety*, le Groupe a souhaité mettre en place un outil digital santé-sécurité partagé avec l'ensemble de ses filiales et entités. Les objectifs de cet outil digital transverse, appelé *One Safety Tool* sont multiples, permettre d'harmoniser et d'ancrer les processus et pratiques au sein de l'ensemble du Groupe, évaluer plus finement la maîtrise des risques majeurs au travers d'une collecte standardisée des données et superviser la mise en œuvre des actions de traitement des risques d'accidents graves et mortels.

L'année 2024 a été consacrée :

- au lancement de la conception, à la configuration de l'outil et à son intégration dans l'écosystème digital du Groupe ;
- à la mise en place des premières fonctionnalités destinées à collecter les résultats des visites de sécurité ;
- à la formation de la première vague d'entités (plus de 25 filiales) puis au déploiement d'une première version de l'outil à ce périmètre ;
- à la préparation des nouvelles fonctionnalités de remontée des événements santé-sécurité.

L'amélioration de la qualité de vie au travail et la prévention des risques psychosociaux

Une Newsletter mensuelle dédiée à l'axe de prévention "*No Mind At Risk*" a été publiée en 2024. Elle présente les actualités du Groupe sur le sujet, des bonnes pratiques et actions mises en place localement par les entités, des "trucs & astuces" ainsi que des focus sur des sujets d'intérêt particulier (exemples : la charge mentale, l'hyper-connexion, le multitasking).

La Direction Santé-Sécurité du Groupe a mis en place un nouveau questionnaire de contrôle interne sur la maîtrise des risques psychosociaux élaboré par les Directions Santé-Sécurité, RH et Contrôle Interne (INCOME/COR8c). L'objectif de ce nouveau questionnaire est de permettre aux entités de s'auto-évaluer sur leur maîtrise de ces risques, suivant trois dimensions : la gouvernance, le management du risque et l'amélioration continue. Neuf contrôles permettent aux entités d'identifier d'éventuelles actions correctives à mettre en œuvre. En 2024, le questionnaire a été appliqué sur un nombre limité d'entités de façon à pouvoir le tester et apporter d'éventuelles améliorations.

KPIs et cibles [S1-5, S1-14, S1-15]

Nature et description de l'objectif	Objectif 2030	Reporting 2024	Performance par rapport à l'objectif	IRO correspondants
Taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants	1,5	1,7	Objectif : < 2,0	sécurité au travail
Nombre d'accidents mortels en lien avec les activités du Groupe	0	3	Objectif : 0	sécurité au travail
Taux de mortalité des salariés, intérimaires et sous-traitants	0	0,009	Objectif : 0	sécurité au travail

ENGIE s'est fixé les objectifs suivants qui concernent les salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe, quel que soit leur type de contrat :

- aucun accident du travail grave et mortel parmi les personnes travaillant pour le Groupe ;
- réduction continue du taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt, ce taux de fréquence global intégrant les accidents des salariés, des intérimaires et des sous-traitants ; la valeur maximale du taux de fréquence pour chaque année est établie en fonction de la valeur atteinte l'année précédente.

Indicateurs au périmètre ESRS S1 :

Les résultats présentés dans ce paragraphe prennent en compte les filiales contrôlées par le Groupe (intégration globale) ainsi que les activités conjointes correspondant au périmètre de consolidation financière considéré dans l'État de durabilité, comme demandé par les normes ESRS. Sont pris en compte dans ces résultats l'ensemble des salariés travaillant pour ces filiales et entités, ainsi que les intérimaires.

- pourcentage des salariés et intérimaires couverts par un système de management de la santé-sécurité fondé sur des exigences légales et/ou des normes ou des lignes directrices reconnues de 72% ;
- nombre de décès suite à blessure en lien direct avec les activités professionnelles parmi les salariés et les intérimaires du Groupe de un (dont un salarié) pour un objectif de zéro ;
- nombre de décès suite à blessure en lien direct avec les activités professionnelles parmi les sous-traitants du Groupe de deux, pour un objectif de zéro ;
- nombre de jours perdus en raison d'accidents du travail avec arrêt des salariés et d'accidents mortels des salariés de 18 116 ;
- nombre d'accidents avec et sans arrêt de salariés de 1 111 ;
- nombre d'accidents avec et sans arrêt de salariés et intérimaires de 1 160 ;
- taux de fréquence des accidents avec et sans arrêt des salariés de 6,7 ;
- taux de fréquence des accidents avec et sans arrêt des salariés et des intérimaires de 6,7. Le taux de fréquence des accidents avec et sans arrêt est calculé de la façon suivante :
  - TRIR [1] = (Nombre de traitement médical + accident avec aménagement de poste + accident avec arrêt + accidents mortels) x 10^6 / Nombre d'heures travaillées ;
- nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles reconnus de salariés, selon la réglementation locale, de 45.

Indicateurs spécifiques :

Les indicateurs spécifiques au Groupe (taux de mortalité et taux de fréquence des accidents avec arrêt) sont intégrés dans le présent état de durabilité de façon à assurer la continuité de l'information par rapport aux indicateurs publiés en 2023.

Les résultats présentés dans ce paragraphe intègrent les entités pour lesquelles le Groupe assure le management opérationnel. ENGIE dispose du management opérationnel lorsque le Groupe a la maîtrise ou la capacité d'influencer la conduite et la réalisation des activités santé et sécurité. Pour l'ensemble de ces entités, les indicateurs présentés intègrent 100 % des salariés, intérimaires et sous-traitants.

- **[information spécifique de l'entité]** Taux de mortalité des salariés, intérimaires et sous-traitants de 0,009 pour un objectif de zéro. Ce taux de mortalité est défini par la norme internationale GRI-403 (publiée par la Global Reporting Initiative) relative à la publication d'indicateurs de performance concernant la santé-sécurité au travail. Il est calculé de la façon suivante, en intégrant les données relatives aux salariés, intérimaires et sous-traitants : taux de mortalité = (Nombre de décès suite à accident du travail) x10^6 / Nombres d'heures travaillées ;
- **[information spécifique de l'entité]** Taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés, des intérimaires et des sous-traitants travaillant pour le Groupe de 1,7 inférieur à l'objectif maximum de l'année de 2,0 ; le taux de fréquence des accidents avec arrêt est calculé de la façon suivante, en intégrant les données relatives aux salariés, intérimaires et sous-traitants : LTIR [2] = (Nombre d'accidents de travail avec arrêt + nombre de décès suite à accident) x 10^6 / Nombres d'heures travaillées ;
- **[information spécifique de l'entité]** Taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt des salariés de 2,0.

Les accidents de trajet ne sont pas comptabilisés dans les accidents de travail compte tenu que les trajets ne sont pas réalisés sous la responsabilité du Groupe, sauf si les moyens de transport utilisés pour ces trajets sont affrétés par le Groupe.

3.1.3.3 Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie) [ESRS S2]

Introduction [SBM-3, S2-1, S2-3, S2-4]

Description des types de travailleurs dans la chaîne de valeur [SBM-3]

[SBM-3 11] Dans le cadre des achats hors énergie, les travailleurs de la chaîne de valeur susceptibles d'être affectés par les activités d'ENGIE sont les salariés des Fournisseurs.

[SBM-3 11a] Au sein du Groupe, l'expression "Fournisseur" vise les entreprises externes avec lesquelles le Groupe et ses entités ont une relation contractuelle directe, ce qui comprend :

- les entreprises qui fournissent un bien (les fournisseurs) ;
- les entreprises qui effectuent une prestation de service pour ENGIE, en plus ou non d'une fourniture d'un bien (les sous-traitants).

La présente Section s'applique aux Fournisseurs et à leurs salariés ainsi qu'à leurs propres fournisseurs, constitutifs de la chaine d'approvisionnement d'ENGIE, également désignés par l'expression "travailleurs de la chaine de valeur", sauf indication contraire.

[SBM-3 11a i-v] Parmi les Fournisseurs, les sous-traitants interviennent sur les sites de l'entreprise sans faire partie intégrante de son personnel, comme les installateurs qui assurent la mise en place et le bon fonctionnement des équipements, les professionnels du *facility management*, etc. Ces sous-traitants sont tous soumis aux mêmes risques et impacts quelle que soit la nature de l'équipement ou de la prestation de service qu'ils fournissent.

[SBM-3 11d] Dans le cadre de son exercice de double matérialité, ENGIE a identifié des impacts, risques et opportunités concernant les travailleurs de la chaîne de valeur.

ENGIE applique dans ses activités les principes énoncés par les conventions de l'OIT relatives aux droits fondamentaux des travailleurs (interdiction du travail forcé et du travail des enfants, non-discrimination, négociation de convention collective et liberté syndicale), à la santé et au bien-être des travailleurs, ainsi qu'aux conditions de travail décentes (salaire, temps de travail…). Ces principes s'appliquent à l'ensemble des travailleurs de la chaine de valeur.

Les Fournisseurs doivent traiter leurs employés de manière équitable et avec dignité. Dans le cas où la loi et la réglementation ne spécifient pas de salaire minimum, les Fournisseurs doivent s'assurer que les salaires versés soient équitables ou permettent de satisfaire davantage que les besoins primaires. Ces principes sont contenus dans la Politique de vigilance - droits humains.

(1) *TRIR : « Total Recordable Incident Rate »*
(2) *LTIR : « Lost Time Injury Rate »*

[SBM-3 11e] ENGIE est également confronté à des risques juridiques et réputationnels, tels que le paiement d'amendes, les coûts de remise en conformité, les frais de justice et les indemnités, au cas où le Groupe ne respecterait pas les obligations liées au devoir de vigilance.

[SBM-3 11c] En parallèle ENGIE doit prendre en compte des impacts négatifs systémiques comme l'implication involontaire dans la violation des droits fondamentaux et des libertés des travailleurs en raison d'achats effectués dans des secteurs et/ou géographies considérés comme "à risque", ce qui pourrait constituer un risque pour ses activités.

[SBM-3 12] Les achats d'ENGIE portent sur des produits et services provenant d'industries et/ou de zones géographiques fort différentes les unes des autres, certaines pouvant être plus ou moins à risque en termes de droits des travailleurs et soumis à des réglementations en la matière plus ou moins strictes et appliquées. De ce fait, le Groupe est conscient que sa chaine de valeur est exposée à des impacts négatifs spécifiques liés par exemple au non-respect des droits des travailleurs, à des accidents ou à des incidents involontaires entraînant des blessures, des problèmes de santé ou des décès.

Afin d'y remédier et dans le cadre de sa démarche de vigilance achats, ENGIE a identifié les principaux risques liés aux droits de l'homme dans le cadre de ses activités, susceptibles d'avoir un impact sur les travailleurs de sa chaîne de valeur.

[SBM-3 11b] ENGIE s'appuie sur l'analyse de Maplecroft pour identifier les pays à haut risque, en fonction notamment des risques associés au travail des enfants, au travail forcé ou obligatoire. Tous les Fournisseurs situés dans les pays identifiés à haut risque font l'objet d'une *due diligence*. Quant aux Fournisseurs des catégories à haut risque en particulier en ce qui concerne les conditions de travail (éolien, solaire, batteries…), ils font l'objet de *due diligence* renforcées conduites par des experts en intelligence économique ou des prestataires externes spécialisés dans certaines géographies comme la Chine. Ces plans d'actions sont développés dans le "Plan de Vigilance" du Groupe (voir Section 3.2).

[SBM-3 13] À ce jour, six catégories d'achats sont considérées à haut risque au regard des droits humains, de santé-sécurité et/ou de leur impact environnemental :

- panneaux solaires et batteries ;
- éoliennes ;
- équipements électriques ;
- vêtements de travail ;
- équipements informatiques ;
- contrats clé en main EPC.

L'analyse des catégories et l'évaluation du risque pays permettent de créer une matrice de risque avec le concours du réseau des *Category Managers* et le partenaire ESG du Groupe : EcoVadis.

Pour chacune de ces catégories, des plans d'actions spécifiques ont été mis en œuvre, ils impliquent : des dispositions contractuelles renforcées, des audits éthiques et sociaux ou encore le renforcement des règles de santé-sécurité et la diversification du panel fournisseur afin de sélectionner des Fournisseurs présentant un niveau de risque plus faible. Les Fournisseurs des catégories dites "à risque" doivent par ailleurs fournir des informations détaillées sur leur chaine de valeur, y compris l'emplacement de leurs sites de production.

Les éléments relatifs au SBM-2 sont détaillés dans la Section 3.1.1.2.3 "Implication des parties prenantes".

Stratégie globale et politiques [S2-1]

[S2-1 17] Les politiques du Groupe, au premier rang desquelles la Politique de vigilance - droits humains, s'appuient sur les standards internationaux de protection des droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter a minima, quelles que soient les législations locales.

[S2-1 17a] En particulier, ces politiques s'appuient sur les normes internationalement reconnues applicables aux travailleurs de la chaîne de valeur, notamment sur les principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme.

[S2-1 17b] L'approche globale liée au respect des droits humains par le Groupe est décrite dans la Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains". Cette approche globale s'applique aux travailleurs de la chaîne de valeur. La déclinaison de cette approche pour les travailleurs de la chaîne de valeur ainsi que les mesures spécifiques s'appliquant à eux pour les impacts matériels et les risques identifiés par le Groupe sont décrites dans cette partie.

Ceci s'inscrit également dans le cadre du **plan de vigilance** du Groupe qui inclut la démarche de vigilance achats telle que détaillée dans la Section 3.2.1.5 "Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie" et sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance

[S2-1 17c] Conformément à son devoir de vigilance, le Groupe cherche à identifier les risques liés aux activités de ses Fournisseurs, lorsque celles-ci sont rattachées à la relation commerciale conjointe. En particulier, en cas de risques identifiés, il met en place des mesures de vigilance approfondies, notamment des *due diligence* avant d'entamer la relation contractuelle, ainsi que l'insertion de dispositions contractuelles sur le respect des droits humains et l'évaluation des pratiques du Fournisseur tout au long de la relation contractuelle.

[S2-1 17] La gestion et l'identification des risques chez ENGIE sont assurées par la mise en œuvre du processus de vigilance des achats qui comprend :

- une cartographie des risques, dont le mode opératoire est décrit au point **[SBM-3 13]** ;
- un processus de sélection des Fournisseurs reposant notamment sur une évaluation ESG (EcoVadis), la mise en œuvre de la politique de *due diligence*, des plans de gestion associés prenant en compte les critères d'éligibilité des Fournisseurs et la mesure de la performance des Fournisseurs avec des plans d'amélioration associés. Ces plans peuvent inclure des audits, des dispositions contractuelles spécifiques pour limiter les risques. Un plan de réduction des risques est systématiquement mis en place pour les Fournisseurs ayant une note EcoVadis inférieure à 45/100.

Les principes et règles relatifs à l'identification et la gestion des risques sont intégrés dans le système de management des achats ainsi que dans les processus opérationnels d'achat incluant les exigences du Code de conduite Éthique (qui a remplacé la Charte Éthique en 2023), les Politiques ESG, la Politique de Santé-Sécurité, le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs, la Politique de *due diligence* pour les Fournisseurs Directs et les Sous-Traitants, et la Politique de Sous-traitance.

[S2-1 18] Les politiques qu'ENGIE a adoptées pour gérer ses impacts matériels sur les travailleurs de la chaîne de valeur ainsi que les risques importants qui y sont associés sont principalement :

- la Politique de vigilance - droits humains (voir Section 3.1.3.1) ;
- le Code de conduite éthique ;
- le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs.

Les politiques d'ENGIE prohibent explicitement le travail forcé, le trafic d'êtres humains et le travail des enfants dans l'ensemble de ses activités, y compris celles de ses Fournisseurs.

À ce titre, le Code de conduite éthique d'ENGIE :

- proscrit toute forme de travail forcé, le travail des enfants et attend que ce principe soit respecté par l'ensemble de ses tierces parties ;
- prévoit spécifiquement que les tierces parties doivent offrir des conditions de travail décentes à leurs salariés, conformes aux principes et engagements d'ENGIE.

[MDR-P 65a] La Charte Achats d'ENGIE souligne les engagements du Groupe en matière de durabilité et de droits humains, tout en assurant des pratiques éthiques dans ses chaînes d'approvisionnement.

[MDR-P]	La Charte Achats
Champ d'application [MDR-P 65b]	La Charte Achats prévoit que les engagements et les exigences d'ENGIE doivent être mis en œuvre dans ses relations avec les Fournisseurs et à travers toutes ses chaines d'approvisionnement.
Responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Charte Achats est mise en œuvre par la Direction des Achats du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	Le groupe ENGIE est engagé dans le *Global Compact* des Nations Unies, aligné sur les Objectifs de Développement Durable (ODD) ainsi que l'Accord de Paris et s'assure du respect des droits humains dans ses opérations. ENGIE s'engage également à respecter les standards internationaux, notamment ceux de l'Organisation Internationale du Travail, et refuse toute forme de violation des droits humains ou d'atteinte à l'intégrité.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	L'ensemble des engagements précités sont intégrés dans les contrats des Fournisseurs, par le biais d'une Clause éthique et développement durable que le Groupe inclut dans tout contrat d'achats quel que soit leur montant.

[S2-1 19] En ce qui concerne les travailleurs de la chaine de valeur d'ENGIE, en 2024, aucun cas n'a été signalé de non-respect (i) des principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme, (ii) de la déclaration de l'OIT relative aux principes et droits fondamentaux au travail ou (iii) des principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales.

Mécanisme d'alerte [S2-3]

[S2-3 27a, 27b] ENGIE a mis en place un mécanisme d'alerte unique permettant à l'ensemble de ses parties prenantes, y compris les travailleurs de la chaîne de valeur, de signaler toute atteinte à leurs droits. L'approche générale et les procédures pour procéder à la réparation ou y contribuer lorsqu'un impact négatif sur les personnes est constaté, la manière dont le Groupe évalue l'efficacité de la solution apportée et l'adoption de politiques pour protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs sont décrits dans les Sections 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" et 3.2.3 "Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements".

[S2-3 27c, 27d] Le mécanisme d'alerte est un outil important pour informer ENGIE de son impact sur les individus et les groupes. Les griefs peuvent être de toute nature, y compris d'ordre social ou environnemental et les impacts négatifs identifiés doivent faire l'objet d'une remédiation adaptée. Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe sont décrites dans les Sections 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" et 3.2.3 "Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements".

Ce dispositif d'alerte permet aux travailleurs de la chaine de valeur de contacter ENGIE pour faire part des atteintes dont ils sont victimes. Le travailleur est protégé par le processus d'alerte qui est géré par un tiers garantissant son anonymat.

Les processus par lesquels ENGIE encourage la mise à disposition de ce dispositif, la manière dont le Groupe surveille et suit les questions soulevées et traitées, et dont il garantit l'efficacité du dispositif sont décrits dans les Sections 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" et 3.2.3 "Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements".

Le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs invite les Fournisseurs à signaler tout incident éthique concernant ENGIE au moyen du dispositif d'alerte ENGIE dont l'adresse leur est communiquée.

[S2-3 28] Les modalités de communication du dispositif auprès des parties prenantes sont décrites dans les Sections 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" et 3.2.3 "Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements". Les parties prenantes peuvent utiliser ce dispositif pour faire part de leurs préoccupations ou de leurs besoins et demander d'y remédier.

[S2-4 36] Aucun problème ou incident grave en matière de Droits de l'Homme lié aux communautés affectées n'a été signalé en 2024.

Ressources et gouvernance [S2-4]

[S2-4 38] ENGIE consacre des ressources internes à la gestion des impacts matériels sur les travailleurs de sa chaîne de valeur. Ces ressources sont utilisées pour former des équipes spécialisées chargées de mener des *due diligences* auprès des Fournisseurs et d'auditer les sites identifiés comme à risque à la suite de ces *due diligences*, notamment dans les secteurs ou régions présentant des risques élevés de violations des droits humains. Le mécanisme d'alerte fait partie intégrante de ce processus permettant de détecter et de traiter rapidement les problèmes potentiels.

Cette démarche s'inscrit dans le cadre du **plan de vigilance** du Groupe qui inclut la démarche de vigilance achats détaillée dans la Section 3.2 et sur le site internet à l'adresse : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Conditions de travail relatives à la santé-sécurité des travailleurs de la chaine de valeur [2-2, 2-4, 2-5]

IRO Matériels

- **Impact négatif** : exposition des travailleurs de la chaîne de valeur à des risques pouvant porter atteinte à leur intégrité physique (accidents) et psychologique (risques psychosociaux, pénibilité du travail) sur les sites d'ENGIE ;
- **Risque** : risque réputationnel dans les cas d'accidents graves impliquant les travailleurs de la chaîne de valeur de l'entreprise ;
- **Opportunité** : amélioration de la compétitivité d'ENGIE dans le cadre de réponse à des appels d'offre (cahier des charges incluant la santé-sécurité).

Processus [S2-2]

Le Groupe souhaite que ses sous-traitants intervenant sur les sites et chantiers du Groupe puissent bénéficier du même niveau de santé-sécurité au travail que ses salariés.

Les éléments relatifs à la politique santé-sécurité sont détaillés dans la Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs".

[S2-2 22] Cette ambition, intégrée à la Politique Santé-Sécurité d'ENGIE, conduit à accorder une attention particulière à la prévention des risques auxquels les sous-traitants du Groupe peuvent être exposés sur ses sites et chantiers.

Compte tenu de son accidentologie, en particulier grave et mortelle, le Groupe a décidé de prioriser la prévention de ce type d'accident pour l'ensemble des personnes travaillant pour son compte sur ses sites et chantiers : salariés, intérimaires et sous-traitants. S'il est entendu que tous les sous-traitants sont soumis aux mêmes règles santé-sécurité prévues dans la clause éthique du Contrat, des règles plus strictes sont néanmoins prévues pour les sous-traitants qui interviennent sur les sites et chantiers du Groupe.

La Politique Santé-Sécurité du Groupe fixe un objectif clair pour la santé-sécurité des sous-traitants : garantir un niveau de prévention et de protection au moins équivalent à celui des salariés.

Pour ce faire cette politique identifie un certain nombre de leviers à mettre en œuvre par les entités :

- les critères de sélection des sous-traitants doivent intégrer la prévention des risques pour la santé et la sécurité ;
- les clauses des contrats avec les sous-traitants doivent comprendre des obligations santé sécurité à respecter ;
- le nombre de niveaux de contractualisation est limité et tout sous-traitant de rang deux doit être approuvé par ENGIE.

Ces leviers sont déclinés dans les règles du Groupe relatives au management de la santé-sécurité des sous-traitants ainsi que dans les règles relatives aux processus d'achat de prestations à des entreprises extérieures.

Par ailleurs, les sous-traitants sont tenus d'informer leurs employés et sous-traitants des exigences de santé et sécurité d'ENGIE et d'assurer leur application.

[S2-2 22d] L'accord intégrant la Politique Santé-Sécurité en annexe est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : www.engie.com/news/accord-social-mondial.

[S2-2 22a, 22b] Concernant le management de la santé-sécurité des sous-traitants, ENGIE a mis en place un certain nombre de processus dédiés.

Ces processus sont décrits notamment dans une Règle Groupe santé-sécurité dédiée aux sous-traitants (RG02). Elle présente les différents processus santé-sécurité applicables aux travaux sous-traités à des entreprises extérieures :

- la qualification de l'entreprise consistant à évaluer sa maturité en santé-sécurité, le niveau de risque associé à la prestation et les actions correctives nécessaires à mettre en œuvre ;
- la sélection du sous-traitant notamment sur la base de réponses à un questionnaire, de critères santé-sécurité fonction de la prestation et de la capacité de l'entreprise à répondre aux attendus du Groupe ;
- l'intégration dans le contrat de clauses dédiées à la santé-sécurité, synthétisant les dispositions génériques du Groupe et spécifiques au contrat qui seront à appliquer. Elles imposent notamment aux sous-traitants de démontrer que les règles de sécurité d'ENGIE sont une condition contractuelle pour leurs propres sous-contractants et qu'ils sont en capacité de répondre aux exigences du Groupe ;
- la mise en œuvre d'étapes obligatoires pour réaliser la prestation, telles que la préparation du travail, la vérification et le contrôle de la qualité et de l'exhaustivité de la documentation, l'accueil sécurité des opérateurs, la réunion de lancement des travaux ;
- la coordination et la supervision des travaux intégrant notamment des visites de sécurité, des inspections et des audits ;
- **[S2-2 22e]** l'évaluation en cours et en fin de prestation de la performance santé-sécurité de l'entreprise qui a réalisé les travaux.

Par ailleurs, les spécificités liées à l'intervention des sous-traitants lors d'un projet industriel dans le cadre des activités du Groupe sont traitées au travers de référentiels spécifiques qui viennent compléter la Règle Groupe sur la santé-sécurité des sous-traitants.

Actions [S2-4]

En 2021, ENGIE a confié à un consultant spécialisé l'évaluation de son système de management de la santé-sécurité, de la maturité de sa culture dans ce domaine et l'analyse des écarts par rapport aux meilleures pratiques dans l'industrie. Les recommandations émises par le consultant ont conduit à la définition puis la mise en œuvre du plan de transformation santé-sécurité ENGIE *One Safety*.

[S2-4 34a, 34b] Ce plan de transformation comprend notamment des formations spécifiques pour les managers, des actions de sensibilisation de toutes les personnes travaillant pour le Groupe, salariés, intérimaires et Fournisseurs, ainsi que des audits réguliers dédiés à la prévention des accidents graves et mortels sur les sites et chantiers d'ENGIE.

Par ailleurs, le Groupe a défini une feuille de route pour l'année 2024 dédiée à la prévention des accidents touchant les sous-traitants mise en œuvre conjointement par les filières santé-sécurité, projets et achats. Cette feuille de route comprend notamment :

- la mise en place d'indicateurs spécifiques pour maitriser la maturité santé-sécurité des sous-traitants réalisant des activités techniques pour le compte du Groupe ;
- le déploiement d'une formation obligatoire concernant les processus de qualification et de sélection des sous-traitants ;

- le déploiement d'un questionnaire de qualification des sous-traitants décliné en différentes versions suivant la taille de l'entreprise et la complexité des travaux à réaliser ;
- la publication de lignes directrices sur les exigences en matière de santé-sécurité à intégrer dans les contrats (principalement pour les grands projets de construction) ;
- la réalisation par les managers de visites de sécurité et d'audits des sous-traitants dont ils sont les donneurs d'ordre ;
- la prise en compte des risques auxquels sont exposés les sous-traitants lors des audits internes du Groupe sur le management des risques majeurs ;
- la mise en ligne d'un site internet dédié, abritant de la documentation santé-sécurité destinée à l'externe dont l'accueil sécurité d'ENGIE pour les sous-traitants

Les éléments relatifs à **[S2-4, 32b, 32d, 33a, 33c]** sont détaillés dans la Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs".

KPIs et cibles [S2-5]

Concernant la santé-sécurité de ses salariés, sous-traitants et intérimaires intervenant sur les sites et chantiers du Groupe, ENGIE s'est donné pour objectif d'éradiquer les accidents graves et mortels dans les meilleurs délais et de poursuivre la diminution du taux de fréquence des accidents avec arrêt. Ce plan s'inscrit dans la politique plus large de l'entreprise de garantir des conditions de travail décentes pour ses collaborateurs, avec un accent particulier sur la santé-sécurité et le respect des droits humains.

[S2-5 42a, 42b, 42c] ENGIE pilote sa performance santé-sécurité principalement au travers de deux indicateurs qui intègrent l'accidentologie des salariés, sous-traitants et intérimaires pour lesquels des objectifs maximaux sont fixés chaque année :

- le taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants : 1,7 ;
- le taux de mortalité des salariés, intérimaires et sous-traitants : 0,009 avec un objectif de zéro.

ENGIE utilise des méthodes standardisées pour calculer et surveiller ses indicateurs, notamment en s'appuyant sur des processus internes de contrôle et des outils d'évaluation des risques en matière de droits humains et de santé-sécurité. Les hypothèses clés incluent une participation active des entités opérationnelles et l'implication des collaborateurs dans les processus de formation et de prévention. Les données relatives aux indicateurs sont validées par des organismes tiers.

L'entreprise n'a pas engagé directement les travailleurs de la chaine de valeur, leurs représentants légitimes ou d'autres intermédiaires dans le processus de définition des objectifs.

Les méthodes suivies sont développées dans le paragraphe indicateurs spécifiques de la section 3.1.3.2.5 - Santé et sécurité des travailleurs.

Conditions de travail décentes [2-2, 2-4, 2-5]

IROs matériels

- **Impact négatif :** Participation à la violation des droits fondamentaux et des libertés des travailleurs dans la chaîne de valeur par l'achat de produits ou de services provenant de secteurs à haut risque.
- **Impact positif :** Contribuer à l'accès à un emploi décent pour les travailleurs de la chaîne de valeur, notamment dans le cadre des activités liées à la Transition juste.
- **Risque :** Risques juridiques et de réputation (paiement d'amendes, coûts de remise en état, frais de procédure et paiement de dommages-intérêts) en cas de manquement au devoir de diligence.

Processus [S2-2]

Les travailleurs de la chaine de valeur susceptibles d'être affectés par les activités d'ENGIE sont les salariés des Fournisseurs. Ils sont définis en introduction de la section 3.1.3.3 - Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie) au point **[SBM-3, 11]**.

[S2-2 22] Les politiques d'achats responsables et de responsabilité sociétale permettent de gérer les impacts matériels, les risques et les opportunités pour les travailleurs de la chaine de valeur.

[S2-2 22b, 22c] Toutes les entités du Groupe doivent évaluer annuellement leurs activités au regard de leurs impacts sur les droits humains via une grille d'auto-diagnostic dédiée. Le pilotage et l'analyse de ces résultats est assuré par la Direction Éthique, *Compliance* & *Privacy* (DECP).

[S2-2 23] ENGIE a pour ambition de réduire son nombre de fournisseurs afin de favoriser des partenariats stratégiques et durables ce qui permettra de mieux rendre compte des perspectives des travailleurs de la chaine de valeur. Ainsi, ENGIE maximisera la valeur de chaine d'approvisionnement tout en favorisant l'innovation, la durabilité et la résilience.

Le Groupe n'est pas en mesure de publier les informations relatives aux modalités d'engagement avec les travailleurs de la chaine de valeur **[S2-2, 22a, 22d, 22e]**.

Actions [S2-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
[S2-4, 32b] Prévenir les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe dans les pays à risque : *due diligence* renforcée	Action menée en 2024	Amélioration de la capacité à suivre et à rendre compte de la formation et de la conformité des Fournisseurs en temps réel, améliorant ainsi la surveillance et la gestion des risques.	L'outil s'applique à toutes les entités du Groupe ainsi qu'aux principaux Fournisseurs.	Annuelle
Mise en œuvre d'un plan de formation obligatoire sur l'éthique des relations avec les fournisseurs et la diligence raisonnable dans les processus d'achat.	Action menée en 2024	Amélioration de la conformité des Fournisseurs avec les normes éthiques et sociales ; atténuation des risques dans la chaîne d'approvisionnement.	L'ensemble de la filière Achat est formée sur ce sujet.	Annuelle

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Réaliser des audits éthiques sur les sites de production dans des secteurs à haut risque, tels que les panneaux solaires et les éoliennes.	Action menée en 2024	Amélioration de la conformité des Fournisseurs avec les normes éthiques et sociales ; atténuation des risques dans la chaîne d'approvisionnement.	Les audits incluent des visites de site, des revues documentaires et des interviews avec les employés. Ils sont effectués soit par ENGIE, soit par des tiers indépendants. Ils sont le cas échéant suivis par des plans d'actions correctifs.	Annuelle
Dans les régions du Moyen-Orient, réaliser des audits spécifiques sur les bases de vie des ouvriers, en particulier sur les chantiers et autres sites de travail.	Action menée en 2024	Amélioration des conditions de vie et de travail des ouvriers sur les sites de chantier dans la région du Moyen-Orient.	Audits ciblés sur les bases de vie des ouvriers dans des zones géographiques à risque, principalement sur les sites de chantier. Ils sont le cas échéant suivis par des plans d'action correctifs.	Annuelle

[S2-4 32a] ENGIE a mis en place des actions concrètes pour gérer les impacts matériels, les risques et les opportunités concernant les travailleurs de la chaîne de valeur. Dans le cadre de la démarche de vigilance du Groupe, un plan d'actions spécifiques de vigilance approfondi pour identifier les risques de pratiques de travail forcé dans les chaines d'approvisionnement du Groupe situées en Chine a été mis en place dès 2020. Ces éléments sont détaillés dans les exigences de diligence légale, contenus dans le Plan de Vigilance, à la section 3.2.1.1 "Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains".

[S2-4 33a, 33b] Par ailleurs, ENGIE adapte son approche de gestion des impacts matériels liés aux travailleurs de la chaine de valeur en fonction des risques (issus des catégories d'achats et des pays de production) et des types de fournisseurs (stratégiques, préférentiels, majeurs, transactionnels). Chaque catégorie d'achats décline les politiques et processus internes du Groupe en fonction des spécificités et criticité susmentionnées.

[S2-4 34a, 34b, 35] Par exemple, au sein de la catégorie Project & Construction et pour les fournisseurs avec un volume d'achat élevé et/ou des contrats à long terme, ENGIE applique un processus de sélection spécifique visant à évaluer la pertinence de la politique Santé-Sécurité d'un fournisseur avant son intégration à un appel d'offres, dans le cadre d'un processus d'onboarding.

Ensuite, la qualification du fournisseur inclut un questionnaire de *due diligence* pour évaluer la gestion de la santé et sécurité, ainsi que les droits humains via des analyses séparées. Cette analyse conclut à un niveau de risque faible, moyen ou élevé déterminant les actions correctives nécessaires telles que l'exclusion du fournisseur ou du sous-traitant, ou l'obligation de mettre en place certaines actions pour pouvoir être intégré à un appel d'offres futur.

[S2-4 32a, b, c, d] Ces informations sont résumées dans le tableau des actions ci-dessus.

KPIs et cibles [S2-5]

ENGIE utilise des méthodes standardisées pour calculer et surveiller ses indicateurs. Cela inclut des processus internes de contrôle et des outils d'évaluation des risques liés aux droits humains et à la santé-sécurité. Les entités opérationnelles et les collaborateurs participent activement aux formations et aux actions de prévention. Le Groupe étudie les modalités opérationnelles pour être en mesure de collecter les informations nécessaires à la publication de ces indicateurs.

3.1.3.4 Travailleurs de la chaîne de valeur (Energie) [S2]

Concernant le sujet des travailleurs de la chaîne de valeur dans le domaine de l'énergie, les IRO matériels sont :

- Impact négatif : implication dans la violation des libertés et droits fondamentaux des travailleurs de la chaîne de valeur (en énergie) pour les activités d'achats d'énergie à haut risque potentiel.
- Risques : risques juridiques et réputationnels (paiement des amendes, frais de remédiation, frais de procédure et paiement de dommages et intérêts) en cas de manquement au devoir de vigilanc.

Introduction [SBM-3]

Global Energy Management & Sales (GEMS) est l'entité opérationnelle d'ENGIE en charge des achats en énergie durable du Groupe. GEMS couvre la majorité des activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE.

Les activités d'approvisionnement en énergie couvertes par GEMS sont par exemple le gaz naturel (y compris le GNL), la biomasse, le biométhane, l'énergie (renouvelable), les crédits carbone, les garanties d'origine, les crédits internationaux d'énergie renouvelable (I-REC), l'hydrogène, l'ammoniac, etc.

Description des types de travailleurs dans la chaîne de valeur touchée [SBM-3]

[SBM-3 11] Les travailleurs de la chaîne de valeur sont ceux des fournisseurs d'énergie directs. Leur géographie est mondiale puisque les activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE couvrent le monde entier. En faisant preuve de diligence raisonnable sur les contreparties, la relation d'affaires et les chaînes d'approvisionnement, ENGIE tente d'identifier quels sont les travailleurs dans sa chaîne de valeur et si ses activités contribuent directement ou indirectement à la violation des droits et libertés fondamentaux de ces travailleurs. En fonction du pays d'origine et de l'activité, des risques élevés peuvent survenir en lien avec les travailleurs de sa chaîne de valeur. Ce sont les employés des entreprises de la chaîne d'approvisionnement en énergie amont qui sont considérés comme étant les travailleurs de la chaîne de valeur et par conséquent couverts par l'identification des risques sociaux et sociétaux.

Si la chaîne d'approvisionnement énergétique amont est connue, les risques potentiels concernant les travailleurs de la chaîne de valeur peuvent être identifiés. En effet, pour les

volumes achetés sur les places de marché virtuelles par exemple, la chaîne d'approvisionnement en énergie amont est inconnue et alors ces risques ne peuvent pas être identifiés.

En 2024, aucun cas d'impact négatif significatif sur les travailleurs de la chaîne de valeur dans les relations d'affaires existantes n'a été identifié.

Politiques et processus [S2-1 16, S2-1 17a]

Les risques sociaux et environnementaux liés aux activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE ont été identifiés comme un enjeu de vigilance spécifique pour le Groupe. ENGIE s'engage à s'approvisionner et à fournir de l'énergie tout en prévenant ou en atténuant les risques d'impacts négatifs sur les personnes et l'environnement liés à ces activités, y compris la violation des droits et libertés fondamentaux des travailleurs dans sa chaîne de valeur.

Les risques environnementaux et sociaux dans les différentes chaînes d'approvisionnement énergétique sont identifiés via une recherche documentaire basée sur les informations du domaine public, puis évalués, et surveillés par l'équipe ESG. Le cas échéant, des mesures raisonnables sont prises pour atténuer les risques identifiés.

Processus de diligence raisonnable

Le processus de diligence raisonnable de la chaîne d'approvisionnement vise à s'assurer qu'ENGIE n'entre en relation d'affaire qu'avec des fournisseurs qui respectent les mêmes engagements que les siens en matière de droits humains, de libertés fondamentales, de santé et de sécurité humaines et d'environnement.

Lorsque la *due diligence* sur la performance ESG des fournisseurs d'énergie montre que les politiques ESG de ces contreparties ne sont pas publiées (par exemple les politiques de droits humains ou celles de santé et sécurité), un questionnaire ESG est envoyé au fournisseur d'énergie pour recueillir des informations supplémentaires. Selon les renseignements alors recueillis, des mesures d'atténuation peuvent être demandées. Les mesures d'atténuation sont par exemple l'inclusion de conditions ESG dans le contrat ou même l'arrêt de la relation commerciale avec la contrepartie.

Pour des relations d'affaires spécifiques à haut risque, une évaluation indépendante des risques sociaux et environnementaux peut être demandée. Un exemple de relations d'affaires potentiellement à haut risque est l'approvisionnement en biomasse auprès de contreparties actives dans des pays à risque de déforestation.

[S2-2 22] La violation par le fournisseur des droits humains et des libertés fondamentales des travailleurs dans la chaîne de valeur n'est pas acceptable pour ENGIE et constitue un signal d'alarme si aucune mesure d'atténuation adéquate ne peut être prise.

Les fournisseurs peuvent prouver qu'ils ont mis en place des critères de performance sociaux et environnementaux élevés en fournissant un certificat délivré par un organisme de certification ESG indépendant. Pour les activités spécifiques à haut risque, telles que l'approvisionnement en biomasse, ENGIE n'accepte que la biomasse certifiée durable PEFC provenant de sources non-controversées, bois contrôlé FSC, SBP ou un schéma volontaire équivalent reconnu par la Commission européenne dans le cadre de la directive EU RED II. Ces schémas de durabilité couvrent également les risques potentiels de violations de droits humains des travailleurs dans la chaine de valeur.

Sur la base des informations fournies, l'équipe ESG formule ses recommandations sur la manière de poursuivre ou non la relation d'affaires (potentielle).

Afin que les normes demandées soient répercutées tout au long de la chaîne d'approvisionnement, le contrat comprend des conditions sur la base desquelles les fournisseurs sont invités à surveiller et à appliquer ces normes dans leurs propres opérations et chaîne d'approvisionnement, ainsi qu'à apporter des améliorations pour répondre ou dépasser les attentes du Groupe et celles de ses clients, comme indiqué dans son plan de vigilance.

ENGIE s'inscrit dans une démarche d'amélioration continue et s'engage à améliorer la performance sociale et environnementale des chaînes d'approvisionnement énergétique.

Les risques sociaux et environnementaux sont évalués régulièrement. Si un fournisseur est classé à haut risque, une revue périodique annuelle est effectuée Dans le cas contraire, l'évaluation est revue tous les trois ans. Les évaluations de ces risques sont documentés afin de s'assurer que les risques identifiés sont pris en compte lors de discussions avec les fournisseurs d'énergie approuvés ESG.

Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie de GEMS

L'approche ci-dessus est pleinement soutenue par le Directeur Général de *Global Energy Management & Sales* (GEMS) et se reflète dans la politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie de GEMS. Cette politique de vigilance demande aux fournisseurs de surveiller et d'appliquer en permanence des normes ESG élevées dans leurs propres opérations et leur chaîne d'approvisionnement, conformément aux politiques environnementales et sociales d'ENGIE.

[MDR-P 65a] La Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie de GEMS prévoit que les engagements et les exigences d'ENGIE seront mis en œuvre dans ses relations avec les Fournisseurs et à travers les chaines d'approvisionnement.

[MDR-P]	Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie
Champ d'application [MDR-P 65b]	La Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie de *Global Energy Management & Sales* (GEMS) couvre les activités d'achat en énergie de GEMS. GEMS prend en charge la majorité des activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Direction de GEMS, avec l'appui et la surveillance de l'équipe ESG de GEMS.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	Le groupe ENGIE est engagé dans le *Global Compact* des Nations Unies, aligné sur les Objectifs de Développement Durable (ODD) ainsi que l'Accord de Paris et s'assure du respect des droits humains dans ses opérations. ENGIE s'engage également à respecter les standards internationaux, notamment ceux de l'Organisation Internationale du Travail, et refuse toute forme de violation des droits humains ou d'atteinte à l'intégrité.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La protection des droits humains et de l'environnement sont intégrés dans les contrats des Fournisseurs, par le biais d'une clause éthique et/ou une clause ESG spécifique.

Actions et ressources dédiées (S2-4 31)

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Diligence stricte en matière d'ESG à l'égard des fournisseurs d'énergie	Action menée en 2024	Ne pas accepter d'intégrer des fournisseurs qui ne respectent pas les normes environnementales ou sociales d'Engie.	Activités mondiales d'achat et de gestion d'énergie de GEMS auprès de tiers (pas de projets ENGIE)	Annuelle
Élaboration de lignes directrices ESG par produit d'approvisionnement (gaz de schiste, biomasse, biométhane, crédits carbone, iREC, énergie renouvelable).	Action menée en 2024	Créer une cohérence mondiale pour GEMS sur l'approche ESG	Activités mondiales d'achat et de gestion d'énergie de GEMS auprès de tiers (pas de projets ENGIE)	Annuelle
Devenir membre de l'Initiative pour un approvisionnement responsable en matières premières (RECOSI)	Action menée en 2024	Influencer, avec ses pairs, l'augmentation de la performance ESG de la chaîne d'approvisionnement en gaz de GEMS.	Fournisseurs de gaz - dans le monde entier du portefeuille GEMS	Annuelle

***Due diligence* stricte [S2-4 32a, 32d, 33a, 33c]**

Une équipe dédiée est formée sur le terrain pour fournir une diligence raisonnable sur les chaînes d'approvisionnement énergétiques (complexes). Les membres de l'équipe sont situés en Europe, aux États-Unis et à Singapour pour couvrir les activités mondiales.

Pour les activités d'achat d'énergie à haut risque potentiel, des directives ESG opérationnelles sont élaborées pour créer une cohérence à l'échelle mondiale. Des lignes directrices ont ensuite été élaborées par activité pour la biomasse, le gaz naturel, les I-REC, le biométhane, les crédits carbone et les énergies renouvelables. De nouvelles lignes directrices seront élaborées au fur et à mesure des besoins. De plus, la méthodologie de diligence raisonnable est décrite sur un document disponible et l'équipe ESG dispose pour ses examens réguliers de directives en versions préliminaires.

Pour les risques ESG (potentiels) élevés identifiés, un examen périodique est effectué par l'équipe ESG, sur la base duquel il peut être décidé si d'autres mesures d'atténuation doivent être prises ou si la relation d'affaires doit être résiliée.

Conditions contractuelles

Les risques sociaux et environnementaux sont reflétés dans des conditions incluses dans les clauses éthiques intégrées aux contrats demandant aux fournisseurs de protéger l'environnement et les droits humains, ces derniers incluant l'interdiction d'avoir recours au travail des enfants et à toute forme de travail forcé ou obligatoire. Le cas échéant, d'éventuelles autres dispositions contractuelles seront exigées, afin de s'assurer que les risques environnementaux et sociaux sont correctement pris en compte par les fournisseurs. Dans la clause éthique, il est fait référence à la "Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie de GEMS" pour couvrir les risques potentiels dans la chaîne de valeur.

KPI et données

ENGIE est en train de définir des indicateurs liés à la détérioration des qualités environnementales et sociales des sources alternatives de la chaîne d'approvisionnement achetées dans un contexte d'instabilité des marchés et de raréfaction des ressources. Ces mesures seront divulguées lorsqu'elles seront définies.

3.1.3.5 Communautés affectées [ESRS S3]

Introduction [SBM-2, SBM-3, S3-1, S3-2, S3-3, S3-4]

[ESRS-2 SBM-2 AR3] ENGIE s'est engagé à respecter les droits humains internationalement reconnus et à ne pas porter atteinte aux droits des parties prenantes potentiellement affectées par ses activités. Le Groupe vise aussi à maximiser les effets positifs de ses activités pour les territoires et les populations. Parmi elles, les communautés affectées ont une importance particulière au regard des activités du Groupe.

[ESRS-2 SBM-2 AR4] En tant qu'entreprise énergétique mondiale, ENGIE dépend des institutions et des infrastructures locales. La confiance et les bonnes relations avec les communautés locales et les personnes qui y vivent sont d'une importance capitale pour les activités d'ENGIE. Les intérêts, le point de vue et les droits des communautés affectées, notamment les droits humains, sont pris en compte par le Groupe, en particulier au niveau local, projet par projet. Ainsi, le Groupe s'efforce d'évaluer régulièrement et à tous les stades des projets les conséquences potentielles de son activité sur les communautés et veille à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation.

[S3-1 16a, 16b] L'approche du Groupe concernant l'interaction avec les communautés affectées est basée sur des cadres internationaux clés qui définissent les principes des Droits de l'Homme pour les entreprises (voir Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains"). Pour structurer son dialogue avec ses parties prenantes, le Groupe dispose de différents processus : d'abord un processus de cartographie pour identifier les parties prenantes, puis un processus pour mener les analyses de risques et enfin un processus de mise en œuvre de plans d'action pour mener à bien un dialogue intègre, ouvert, transparent permettant l'écoute des besoins, des préoccupations et des attentes de ces communautés affectées. Cette démarche de dialogue est décrite dans la Politique d'engagement avec les parties prenantes du Groupe disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE - Politique Engagement Parties Prenantes.pdf. Elle intègre une disposition spécifique aux communautés affectées, dont les peuples autochtones et les communautés locales. La politique et la stratégie d'engagement du Groupe sont détaillées dans la partie "Stratégie d'engagement avec les communautés affectées" de la présente Section.

IROs matériels [SBM-2, SBM-3]

Dans le cadre de son exercice de double matérialité, ENGIE a identifié des IROs regroupés en deux sous-enjeux : (i) Dialogue et droits des communautés affectées (impacts négatifs et risques) (ii) Ancrage territorial (impact positif).

Le tableau ci-dessous présente un rappel de ces impacts et risques regroupés par sous-enjeu :

Impacts positifs	Impacts négatifs	Risques
DIALOGUE ET DROITS DES COMMUNAUTÉS AFFECTÉES		
• Néant	• Impacts sur les communautés en raison d'incidents industriels • Impact des opérations du Groupe sur les droits des communautés • Impact des activités de la chaîne de valeur (amont) sur les communautés	• Remise en cause de l'autorisation d'exploitation et risque d'arrêt des projets ou de recours juridiques intentés par les communautés affectées • Risques opérationnels, financiers et juridiques
ANCRAGE TERRITORIAL		
• Création d'emplois et contribution à la richesse locale des territoires	• Néant	• Néant

La description des IROs est présentée dans la Section 3.1.1.4.2.

IROs matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique d'ENGIE

[SBM-3 9c] Les activités d'ENGIE ont un impact positif sur un grand nombre de personnes, en particulier celles vivant ou travaillant dans les zones d'opérations du Groupe. Les activités du Groupe ont un impact local en termes d'emplois et de contribution à la richesse des pays dans lesquels il opère, ce qui profite aussi aux membres de ces communautés locales.

Des initiatives sociales découlant des besoins identifiés lors des consultations avec les communautés affectées sont déployées. Il peut s'agir, par exemple, d'un accès à l'énergie, de mesures d'amélioration de la qualité de vie, pour les populations voisines de projets, de bénéficier directement d'infrastructures ou d'initiatives communautaires qui favorisent le développement local durable et l'accès à l'énergie propre, d'accords de collaboration conclus avec des groupes locaux dans le cadre de programmes de reforestation, de mesures visant à préserver les réserves d'eau d'une région ou d'ateliers et de discussions de sensibilisation à différentes actions organisées avec les résidents locaux, les écoles et les universités.

[SBM-3 9b] Les activités d'ENGIE peuvent néanmoins avoir des impacts négatifs sur les communautés en particulier celles vivant à proximité de ses projets ou de ses sites industriels.

Les principaux enjeux liés aux droits humains des communautés sont les suivants :

- santé des populations environnantes ;
- conditions de vie des populations environnantes (nourriture, eau, logement, culture, accès aux ressources…) et au droit à un environnement sain ;
- relogement des populations ;
- lutte contre la répression des opposants aux projets du Groupe.

Les activités d'ENGIE présentent notamment des risques d'accident industriel susceptibles de causer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement compte tenu des différentes installations industrielles que le Groupe exploite pour son compte ou celui de clients. Les activités nucléaires présentent, quant à elles, des risques de sûreté nucléaire pouvant impacter les communautés.

Par ailleurs, les activités du Groupe peuvent présenter des risques inhérents d'atteinte grave aux conditions de vie et au droit à un environnement sain des communautés entourant les sites. Lors de la construction de parcs solaires par exemple, il peut exister des risques pour les zones de biodiversité, pour les sites archéologiques et pour les communautés.

Ces impacts sont liés à des incidents ponctuels propres aux activités industrielles du Groupe ou pouvant être liés à une relation d'affaires en particulier. ENGIE prend également en considération les impacts sur les communautés affectées qui peuvent résulter de la transition énergétique comme lors de la fermeture de centrales charbon.

Les impacts sur les communautés peuvent également résulter de questions environnementales telles que :

- le changement climatique du fait d'investissements dans des projets d'énergie renouvelable susceptibles d'avoir un impact sur les terres, territoires et ressources naturelles des communautés ;
- la pollution émise par exemple par un site industriel pouvant porter atteinte à la santé des communautés ;
- les ressources en eau du fait par exemple de la possibilité de générer un impact négatif sur l'accès à l'eau potable des communautés lorsque l'entreprise prélève de l'eau dans des zones exposées à un stress hydrique ;
- la biodiversité et les écosystèmes du fait des impacts des activités industrielles qui pourraient détériorer l'environnement des communautés ou compromettre la qualité de vie de ces habitants ;
- l'utilisation des ressources et l'économie circulaire du fait par exemple d'une mauvaise gestion de déchets dangereux susceptible d'avoir un impact négatif sur la santé des communautés.

[SBM-3 9d] Ces impacts négatifs présentent des risques de différentes natures pour le Groupe tels que des risques opérationnels, financiers et juridiques. Les projets du Groupe pourraient ainsi être remis en cause et contraints d'être à l'arrêt ou annulés en cas de climat conflictuel dû à une consultation des parties prenantes inadéquate ou d'un manque d'acceptabilité du projet pouvant conduire à une perte d'engagement des parties prenantes. **[SBM-3 11]** Ces risques concernent l'ensemble des communautés affectées sans distinction de certains groupes en particulier.

[SBM-3 9] Toutes les communautés sur lesquelles le Groupe est susceptible d'avoir des impacts matériels, notamment par le biais de ses activités sont incluses dans les informations publiées.

[SBM-3 9a] Les communautés susceptibles d'être affectées par le Groupe sont les groupes de personnes vivant ou travaillant dans les zones d'opérations du Groupe, à proximité des sites ou d'infrastructures industriels, ainsi que ceux qui sont concernés par certaines activités en amont de chaînes d'approvisionnement du Groupe et qui sont affectés ou susceptibles d'être affectés par ces opérations. Il peut également s'agir de communautés plus éloignées potentiellement affectées par les activités menées sur ces sites (dans le cas d'une pollution de l'eau en aval, par exemple).

Zones géographiques et principales activités concernées en fonction des types de communautés

Riverains (communautés urbaines, rurales et agricoles)	• Toutes zones géographiques	Infrastructures (distribution, stockage de gaz), unités de production (centrales nucléaires, gaz, biométhane), renouvelable (éolien, solaire, barrages), stockage par batteries
Communautés vulnérables (populations autochtones, minorité ethnique)	• États-Unis, Canada : terres amérindiennes, territoire traditionnel des Premières Nations (terres autochtones) • Brésil, Chili, Mexique, Pérou : communautés indigènes, quilombolas ou traditionnelles au Brésil, peuples autochtones de Calama ou de la région Antofagasta au Chili, communauté Mapuche au Chili, localités indigènes dans les états du Yucatán et de Campeche au Mexique, etc. • Afrique du nord, Asie du sud-est, Australie) : populations autochtones ; Arabie saoudite (populations autochtones, peuples nomades), Polynésie française et Nouvelle Calédonie (peuples autochtones et tribaux)	Infrastructures (transport et distribution de gaz et/ou d'électricité), renouvelable (éolien, solaire, barrages), production hydrogène, stockage par batteries
Communautés environnantes (pêcheurs, agriculteurs, chasseurs, etc)	• France, Europe, Brésil • Toutes zones pour l'agriculture	Renouvelable (éolien en mer et barrages pour la pêche, éolien et solaire pour l'agriculture)
Défenseurs des droits humains	• Toutes zones géographiques	Toute activité

[SBM-3 10] Une vigilance approfondie est portée aux communautés les plus vulnérables, comme les populations autochtones, et aux personnes les plus vulnérables au sein des communautés, tant en termes d'identification de ces personnes que pour la gestion des impacts. À cet effet, ENGIE se réfère aux traités internationaux relatifs à la situation des femmes, des enfants, des populations autochtones, des minorités ou des personnes handicapées.

Le Groupe exerce également une vigilance particulière dans des pays ou zones considérés à "hauts risques" en matière de droits humains, comme les zones de conflits, si le Groupe devait avoir des activités dans ces zones, en identifiant et en tenant compte des risques spécifiques pour les communautés potentiellement affectées de ces zones et en mettant en place un plan d'action permettant de gérer les risques identifiés.

Stratégie globale

Politique mise en place [S3-1]

[S3-1 14] La Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains" décrit l'approche globale liée au respect des droits humains par le Groupe et présente la Politique de vigilance - droits humains du Groupe qui s'applique à l'ensemble des communautés pour la gestion des impacts et des risques matériels.

Le Groupe s'appuie également sur différentes politiques transverses ou spécifiques à certains enjeux, telle que la Politique d'engagement avec les parties prenantes.

[S3-1 16a, S3-2 23] L'engagement d'ENGIE à respecter les droits humains des communautés affectées est énoncé dans sa Politique de vigilance - droits humains. Le Groupe est particulièrement attentif aux conséquences de ses activités sur le droit à la santé et à un environnement sain des communautés locales ainsi que sur leur droit de propriété, leur droit à un niveau de vie suffisant (qui comprend l'eau, la nourriture, le logement) et leur accès aux ressources naturelles. Dans des situations de déplacement de populations, il s'assure que les principes internationaux sont respectés et en particulier que les communautés déplacées aient donné un consentement, préalable, libre et éclairé ainsi que leur accord sur une indemnisation juste et adéquate.

[S3-1 15, S3-2 23] ENGIE prend spécifiquement en compte les situations des populations autochtones et s'engage à respecter leurs droits tels que définis dans la déclaration de l'ONU sur les droits des peuples autochtones et dans la convention relative aux peuples indigènes et tribaux n°169 de l'OIT.

[S3-1 16c] Pour remédier aux impacts sur les communautés, un plan sociétal prévoyant les actions à mener dans le cadre d'une concertation avec les parties prenantes est établi comme le prévoit la Politique d'engagement avec les parties prenantes. L'objectif d'ENGIE est d'avoir 100% des activités industrielles couvertes d'ici 2030 (voir la partie "Cibles" de la présente Section).

[S3-1 17] Les politiques du Groupe s'appuient sur les standards internationaux de protection des droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter a minima, quelles que soient les législations locales. En particulier, ces politiques s'appuient sur les normes internationalement reconnues applicables aux communautés, et aux peuples autochtones, notamment sur les Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et les Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales. De plus amples informations sont disponibles dans la Section 3.1.3.1. En avril 2023, une plainte a été déposée par des ONG auprès du point de contact national néerlandais de l'OCDE contre ENGIE et d'autres entreprises, alléguant que les entreprises n'ont pas respecté les normes attendues d'elles par les Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales en ce qui concerne des actes graves qui auraient eu lieu dans certaines zones de production d'anciens fournisseurs de charbon du Groupe en Colombie. ENGIE a pleinement coopéré dans cette instruction. En 2024, les plaignants ont décidé de retirer la plainte contre ENGIE.

Stratégie d'engagement avec les communautés affectées [S3-2]

[S3-2 21] Les processus d'interaction avec les parties prenantes sont pour le Groupe non seulement un moyen de mieux comprendre leurs attentes, de réduire les risques juridiques et réputationnels, mais aussi de mieux s'intégrer dans le territoire. Face aux enjeux sociétaux croissants, le groupe ENGIE a souhaité formuler des principes applicables dans les relations avec ses parties prenantes et déployer un ensemble de moyens visant à accompagner les mutations du contexte dans lequel il évolue et à faire face aux défis d'aujourd'hui. Aussi, le Groupe dispose d'une Politique d'engagement avec les parties prenantes déployée au travers d'outils internes à destination de ses entités opérationnelles. La politique est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE - Politique Engagement Parties Prenantes.pdf. Ces outils sont construits sur la base des normes internationales en vigueur, telle que l'ISO 26000 ou l'AA1000. L'engagement des communautés affectées doit ainsi être garanti tout au long du cycle de vie des projets. **[S3-2 21a]** Projet par projet et en fonction des risques identifiés, une stratégie et un plan d'engagement sont définis afin de recueillir les points de vue des communautés affectées. **[S3-2 21b]** La fréquence des interactions est propre à chaque projet, elles ont lieu au plus proche du territoire généralement sous forme de réunions publiques. **[S3-2 21c]** Les *Business developers* ou les responsables de site sont chargés de veiller à la mise en œuvre des actions de dialogue avec les communautés affectées sous la responsabilité des *Country managers*.

[S3-2 21d] Chaque année, chaque site ou activité opérationnelle évalue son niveau de dialogue avec ses parties prenantes en s'appuyant sur le référentiel mis en place sur l'ensemble du Groupe. Ce référentiel d'auto-évaluation est basé sur la norme AA1000 – relative à la gestion des parties prenantes et produite par l'ONG Accountability, institution internationale reconnue dans le domaine de la Durabilité.

Le processus d'engagement décrit dans ce référentiel se compose de plusieurs étapes spécifiques, chacune visant à assurer une interaction efficace avec les parties prenantes (engagement structuré, transparent et bénéfique pour toutes les parties impliquées).

La compilation des données des sites opérationnels est assurée par la Direction ESG du Groupe, qui propose une méthodologie standard pour structurer les démarches de dialogue avec les parties prenantes, répondre à l'évaluation du référentiel et permettre l'agrégation des données au niveau Groupe. Cette méthode contribue au calcul de l'indicateur lié à l'objectif d'une couverture à 100% des activités par un dialogue avec les parties prenantes.

[S3-2 22] La stratégie et le plan d'engagement sont définis en tenant compte des spécificités des communautés affectées et notamment de leur particulière vulnérabilité.

Exemple : illustration des processus d'interaction avec les communautés affectées

Au Royaume-Uni, ENGIE engage le dialogue avec les communautés locales par ses projets de production de biométhane. ENGIE a récemment lancé une consultation concernant son projet d'installation de digestion anaérobie dans l'est de Long Lane dans le Yorkshire, une initiative qui vise à renforcer l'engagement envers les communautés locales. Ce projet est conçu pour transformer les déchets organiques en énergie renouvelable, contribuant ainsi à la réduction des déchets et à la lutte contre le changement climatique. En impliquant les résidents dans le processus de consultation, ENGIE cherche à atténuer les préoccupations liées à l'impact environnemental et à garantir que les voix locales soient entendues. Cette démarche proactive permet de favoriser une meilleure acceptation du projet, mais aussi qui crée par ailleurs des opportunités économiques pour la région, tout en répondant aux défis de durabilité auxquels les communautés font face aujourd'hui.

Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations [S3-3]

[S3-3 27a] Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe, les procédures pour procéder à la réparation lorsqu'un impact négatif sur les personnes est constaté, la manière dont le Groupe évalue l'efficacité de la solution apportée et l'adoption de politiques pour protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs sont décrites dans la Section 3.1.4.1.5.

[S3-3 27b] Au niveau local, et selon les risques qu'elles ont identifiés, les entités mettent également en place des mécanismes adaptés au niveau opérationnel pour permettre à chacun qui s'estime lésé par les activités du Groupe de l'alerter.

[S3-3 27c] Il est demandé aux entités que l'existence des mécanismes de réclamations mis en place au niveau local et au niveau du Groupe soit communiquée auprès des parties prenantes externes y compris dans le cadre du dialogue engagé avec les parties prenantes.

Ressources et gouvernance [S3-4]

[S3-4 38] En ce qui concerne les ressources allouées à la gestion des impacts matériels, la Politique de vigilance - droits humains prévoit les processus, tant au niveau du Groupe qu'au niveau des entités, pour s'assurer de gérer les risques et détaille les fonctions internes qui sont en charge de les mettre en œuvre.

[MDR-A 68d, 68e, 69a] Chaque GBU et entité s'assure du respect des engagements droits humains du Groupe dans leur périmètre d'activité. La Politique de vigilance - droits humains est déployée au sein des GBU et des entités par la filière juridique et éthique ainsi que par les autres directions concernées (voir Section 3.1.4.1 "Éthique et conduite des affaires").

Il convient aussi de souligner la contribution des *Country Sustainability Officers*, des *Local Societal Officers*, des *Business developers*, des responsables de site et des équipes de la Direction ESG au niveau *Corporate*.

Dans certaines situations, ENGIE a recours à des experts externes en matière de droits humains et de communautés affectées, par exemple pour conduire une analyse d'impacts droits humains et participer au dialogue avec les parties prenantes.

Dialogue et droits des communautés affectées [S3-4, S3-5]

[S3-4 32a, 32b] L'approche globale concernant les actions du Groupe visant à prévenir ou atténuer les impacts négatifs matériels sur les communautés affectées est décrite dans la Section 3.1.3.1 ainsi que dans la partie "Politique mise en place" de la présente Section. Les dispositions en place pour assurer la sécurité industrielle ainsi que celles pour assurer la sûreté nucléaire sont décrites dans la Section 3.1.4.3.3 "Sécurité industrielle". Les impacts sur les communautés pouvant résulter d'impacts environnementaux sont gérés par le biais de processus décrits dans la Section 3.1.2 "Informations environnementales". La mise en œuvre des politiques ESG et des études environnementales comportant des mesures compensatoires, d'atténuation et d'autorisation environnementale nécessaires pour toutes les activités permet également de gérer les risques pour les communautés.

Les activités du Groupe peuvent par exemple générer des incidents ponctuels en termes de pollution de l'air, de l'eau et des sols. Dans ce cas, des procédures de crise sont déclenchées afin de remédier aux impacts négatifs, d'analyser l'origine de l'incident et de mettre en place des actions correctives. Lorsqu'il s'agit d'impacts négatifs liés aux évolutions de l'activité comme des restructurations et des fermetures d'actifs, des actions d'accompagnement sont mises en œuvre pour assurer une transition résiliente du territoire et donc des communautés affectées.

Actions [S3-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Mettre en œuvre le plan de vigilance du Groupe (approches de vigilance droits humains, ESG, santé-sécurité, sûreté, achats)	Action menée en 2024	Contribution à la réalisation des objectifs des politiques en matière de vigilance Identification, prévention et gestion des impacts négatifs sur les communautés affectées et traitement des incidents relatifs aux droits humains de manière appropriée	Activités du Groupe, celles de ses sociétés contrôlées et activités de ses sous-traitants ou fournisseurs avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie	Annuel
Déployer des plans sociétaux intégrant les principes, les méthodologies et les actions à mener dans le cadre d'une concertation avec les parties prenantes	Action menée en 2024	Un plan sociétal pour chaque activité industrielle	Toutes les activités du Groupe	Annuel
Mettre en place des plans de remédiation par les équipes opérationnelles en fonction des risques identifiés.	Action menée en 2024	En cas d'impact, prise de mesures adaptées pour accompagner les communautés affectées en coopération avec les autorités compétentes	Toutes les activités du Groupe	Annuel

Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessus. Toutefois, compte tenu de la nature des dépenses, celles-ci sont considérées comme potentiellement n'ayant pas d'impact financier significatif.

Quelques exemples illustrant des actions entreprises pour prévenir, atténuer ou remédier aux impacts négatifs sur les communautés affectées (voir la Section 3.1.1.4.2 "Impacts, risques et opportunités matériels"), sont présentés ci-dessous :

Exemple : Mexique

Le projet de gazoduc Cuxtal II passant au travers de Tabasco, Chiapas, Campeche et du Yucatan résulte de plus de trois ans de négociations avec la Commission Fédérale de l'Électricité (CFE) et d'une période de consultation pour les communautés affectées de février 2022 à janvier 2024. Ce processus s'est déroulé conformément aux dispositions de la législation mexicaine et de la Convention 169 de l'Organisation internationale du travail sur les peuples tribaux et indigènes.

ENGIE Mexico a organisé 217 réunions auxquelles ont participé près de 15 000 personnes. L'objectif du processus de consultation était, d'une part, d'établir les initiatives par lesquelles ENGIE se mettra en relation avec les communautés et les parties prenantes qui se trouvent dans la zone d'influence du projet afin de traiter les impacts sociaux qui seront générés dans les phases de préparation, de construction et d'exploitation et, d'autre part, de prendre en considération leurs conditions sociales et leurs besoins, notamment ceux des populations indigènes, dans une perspective de droits de l'homme et de partage de valeur.

L'évaluation de l'impact social a déterminé l'existence de 38 localités indigènes dans les États du Yucatán et de Campeche, pour lesquelles un processus de consultation préalable, libre et éclairé était obligatoire. Le processus a été mené par le ministre de l'Énergie et, après un processus historique, 100% des communautés ont donné leur accord pour le développement du projet. ENGIE a mis en place un plan de gestion sociale visant à prévenir et à atténuer les impacts, à communiquer avec les communautés locales (emplacement, durée, taille, portée et objectif du projet ; plaintes et suggestions) et à développer des investissements sociaux (accès à l'énergie propre, à l'eau potable, réduction de l'empreinte environnementale). Dans le cadre des accords, la mise en œuvre de 129 avantages sociaux a été décidée. À ce jour, ENGIE Mexico a commencé à les mettre en œuvre pour les achever en décembre 2024.

ENGIE Mexico a également décidé de mettre en œuvre un programme pour les fournisseurs locaux afin de les former et de les intégrer dans les chaînes de valeur et d'approvisionnement conformément aux politiques de l'entreprise, consolidant ainsi l'impact local positif et le statut des fournisseurs potentiels, en les engageant à respecter les exigences environnementales, sociales, économiques et de gouvernance de l'entreprise. ENGIE est devenue la première entreprise mondiale à obtenir en janvier 2025 une accréditation de l'ONU (méthodologie UNFC et UNRMS) pour sa stratégie intégrée visant à renforcer et à développer des chaînes d'approvisionnement locales durables dans le cadre de ce projet.

Exemple : Chili

Le parc éolien de Calama est situé sur les hauts plateaux de la région d'Antofagasta, au Chili. ENGIE a développé des relations avec six des communautés indigènes de l'Atacama. Conformément à la politique d'engagement avec les parties prenantes d'ENGIE et dans le cadre de groupes de travail permanents, des projets ont été développés depuis 2021 pour l'accès à l'énergie propre dans les espaces publics, tels que l'installation de panneaux solaires dans des bâtiments publics, culturels ou historiques d'Ayquina, et de la ville de Caspana, ainsi qu'un travail permanent de soutien aux communautés concernant leurs différents besoins et urgences ainsi que les festivités traditionnelles et patrimoniales.

Un autre projet concerne la municipalité de Maria Elena, au milieu du désert d'Atacama, où a lieu depuis 2022 la construction du plus grand parc de stockage par batteries d'Amérique latine. La stratégie de relations avec les parties prenantes, dont l'objectif principal était de faire connaître et d'améliorer l'acceptabilité de cette nouvelle technologie, s'est concentrée sur un plan de communication avec toutes les parties prenantes afin de les sensibiliser, en mettant l'accent sur le service d'incendie de Maria Elena, qui joue un rôle clé dans la dissipation des peurs concernant les batteries et les accidents possibles. Un plan de travail à long terme a pu être établi, qui prévoit des mesures de mise en œuvre, couvrant tant les vêtements de sécurité et les systèmes de communication, que la formation des pompiers locaux à la lutte contre les incendies dus aux piles et les exercices d'urgence dans le site pendant sa construction et pendant toute la durée d'exploitation.

Exemple : Brésil

La législation brésilienne exige, avant la mise en œuvre des projets, des études d'impact socio-économique et environnemental sur les zones environnantes, qui sont approuvées par les organismes agréés. Après mise en œuvre des projets, les programmes sont maintenus, visant notamment les zones proches des sites. Tous les deux ans, dans le cadre de processus de consultation avec les parties prenantes, une phase de dialogue a lieu avec les communautés, où l'efficacité des actions menées dans le passé et les impressions sur les impacts sociaux positifs et négatifs sont évalués. Sur la base des résultats de cette phase de dialogue, les programmes mis en œuvre sont réévalués, tenant compte du contexte social local, afin de maintenir ou de renforcer les impacts positifs.

Le respect des communautés traditionnelles, peuples indigènes, quilombolas, entre autres, dans les zones proches des sites, en opération ou en cours de développement, fait partie des engagements d'ENGIE. Dans le cadre de la Convention 169 de l'Organisation internationale du travail (OIT), l'interaction avec ces communautés est basée sur le principe de la consultation préalable, libre et éclairée sur les questions qui les concernent et sur le soutien à leur développement socio-économique, d'une manière compatible avec leur culture en garantissant la préservation de leurs droits.

Les initiatives déployées en 2023 concernant la communauté Bela Vista do Piató Quilombo Remnant, dans la zone rurale d'Assú, près du site photovoltaïque Assú Sol et de la zone d'influence du complexe photovoltaïque d'Assú V illustrent ces engagements d'ENGIE. Tout au long de l'année, des réunions ont été organisées avec les membres de la communauté pour présenter le concept du nouveau projet, répondre aux questions, écouter leurs opinions et établir une communication directe avec ENGIE Brasil Energia. À la suite de ces réunions, un diagnostic a été établi, dans le but d'identifier le profil socio-économique de la communauté et les demandes liées à son développement durable. En conséquence, une série de mesures socio-environnementales a été élaborée. Ces actions ont été présentées et validées par la communauté ainsi que par l'organisme chargé de délivrer les autorisations, l'Institut pour le développement durable du Rio Grande do Norte pour le développement durable et l'environnement (Idema).

[S3-4 32c] Des initiatives, mises en place dans le but de créer des impacts positifs sur les communautés affectées, sont prises au niveau local le cas échant en fonction des projets et des besoins des territoires.

[S3-4 32d] ENGIE s'est fixé un objectif dédié au dialogue avec les parties prenantes à l'horizon 2030 par la mise en place de plans sociétaux progressivement pour toutes ses activités industrielles. Cet objectif permet d'assurer le déploiement de la démarche de dialogue avec les parties prenantes dans l'ensemble du Groupe et il fait l'objet d'une revue annuelle par le Comité exécutif. L'absence de controverses sur ces sites contribue à témoigner de l'efficacité des mesures mises en place.

[S3-4 33a] Il est demandé à chaque GBU et entité de s'assurer du respect des engagements droits humains du Groupe dans leur périmètre d'activité, notamment d'évaluer le risque de porter atteinte à un droit humain des communautés et de mettre en place les plans d'actions adéquats pour tout risque identifié.

[S3-4 33b] Dans des situations de déplacement de populations, le Groupe s'assure que les principes internationaux sont respectés et en particulier que les communautés déplacées aient donné un consentement, préalable, libre et éclairé ainsi que leur accord sur une indemnisation juste et adéquate. À cette fin, le Groupe s'engage à évaluer régulièrement et à tous les stades des projets les conséquences potentielles de son activité sur les communautés et veille à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation.

[S3-4 33c] Au niveau local, les équipes opérationnelles doivent assurer le suivi de l'efficacité de leurs plans d'actions. Ce suivi et l'évaluation de l'efficacité des actions peuvent être réalisés par le biais de vérifications internes ou externes, par des analyses d'impact, des systèmes de mesure, le retour d'information des parties prenantes, les mécanismes de réclamation et les notations de performance externes. Un reporting annuel des entités vers le Groupe sur les actions mises en œuvre est assuré dans le cadre des processus existants, puis le comité vigilance de suivi inter-directionnel, se réunissant plusieurs fois par an, effectue un suivi de la mise en œuvre des actions. ENGIE contrôle, par exemple, la mise en œuvre de plans sociétaux. Cela implique la collecte de données, l'évaluation des performances et le retour des processus d'information des parties prenantes. De cette façon, ENGIE s'assure de contribuer de manière positive aux communautés. **[S3-4 35]** Aussi, les processus de gestion des risques matériels liés aux communautés affectées sont intégrés dans les processus de gestion des risques de l'entreprise. **[S3-4 38]** Le détail des ressources allouées à la gestion des impacts matériels est décrit dans la partie "Ressources et gouvernance" de la présente Section.

[S3-4 36] Aucun problème ou incident grave en matière de Droits de l'Homme lié aux communautés affectées n'a été signalé en 2024.

Cibles [S3-5]

Nature et description de l'objectif	Objectif 2030	Reporting 2024
Part des activités industrielles dotées d'un plan sociétal pour la concertation avec les parties prenantes locales	100%	54%

[MDR-T 80b] Cet objectif permet d'assurer le déploiement de la démarche de dialogue avec les parties prenantes dans l'ensemble du Groupe. **[MDR-T 80h, 80c, 80e]** Toutes les activités du Groupe sont concernées par cette cible et le suivi est réalisé annuellement.

Ancrage territorial [S3-4, S3-5]

Actions [S3-4]

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Réaliser en 2023/2024 une étude d'empreinte socio-économique du Groupe dans le monde, après une première édition publiée en 2019.	Action menée en 2024	Mesure de la contribution du Groupe au développement économique et social des territoires au bénéfice des populations et des communautés	Pays où le Groupe détient des actifs ou exerce des activités	2024 (non annuel)

Cette étude a été réalisée sur la base des données 2022 pour l'ensemble des activités du Groupe, à savoir les énergies renouvelables, les réseaux, les solutions énergétiques, la production d'énergie et la vente de détail et les autres activités. L'étude couvre les pays où le Groupe détient des actifs ou y exerce des activités. Elle est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-05/Engie%20RI_Version%20FR_2105.pdf.

Le modèle *Local Footprint*® utilisé par le cabinet Utopies pour réaliser cette étude repose sur un détail sectoriel de 380 secteurs économiques construit à partir de dizaines de sources statistiques nationales et internationales actualisées, garantissant la robustesse du modèle et s'inscrit dans une méthodologie régulièrement validée par des cabinets d'audit internationaux.

L'étude présente le nombre d'emplois soutenus dans le monde et la richesse créée sous forme de contribution au produit intérieur brut de chacun des pays. Sur la base des données 2022, ENGIE soutient ainsi plus de 2,2 millions d'emplois dans le monde, soit un coefficient multiplicateur de 23,3 par rapport aux emplois directs, et a généré plus de 125 milliards d'euros de PIB, soit un coefficient multiplicateur de 6,2 par rapport aux dépenses directes du Groupe (achats, fiscalité, salaires).

3.1.3.6 Consommateurs et utilisateurs finals [ESRS S4]

Introduction [SBM-2, SBM-3, S4-1, S4-3]

IROs matériels [SBM-2, SBM-3]

[SBM-2, 8] ENGIE a fait du dialogue avec ses parties prenantes un élément clé d'enrichissement de ses réflexions stratégiques pour accélérer la transition énergétique et créer une valeur durable et partagée (voir Section 3.1.1.2.3 "Implication des parties prenantes"). Les consommateurs et utilisateurs finals, ainsi que leurs représentants (régulateurs, instances locales et nationales, associations de consommateurs, etc.) sont identifiés comme deux des huit catégories de parties prenantes, animées par le Groupe. Leurs besoins, retours d'expérience et attentes sont intégrés dans le déploiement de la stratégie d'ENGIE dans chacun des pays où il opère. Les modalités d'échanges sont détaillées dans les parties traitant des "processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finals" de cette Section.

[SBM-3, 9a, b] Dans le cadre de son analyse de double matérialité, ENGIE a identifié deux impacts positifs, un impact négatif, un risque et une opportunité concernant les consommateurs et utilisateurs finals. Ces cinq IROs s'appliquent à deux sous-enjeux matériels : (i) Transition Juste (impacts positifs, risque et opportunité) et (ii) Protection des données à caractère personnel (impact négatif), traités dans deux sous parties distinctes au sein de cette Section.

Le tableau ci-dessous présente un rappel de ces impacts, risque et opportunité regroupés par sous-enjeu de durabilité :

Impacts positifs	Impacts négatifs	Risques	Opportunités
SOUS-ENJEU N°1 : TRANSITION JUSTE			
• Permettre aux consommateurs et utilisateurs finals de mieux consommer • Permettre aux consommateurs et utilisateurs finals de moins consommer		• Plafonnement réglementaire des prix de l'énergie	• Développement de nouveaux services et de nouvelles offres pour répondre aux besoins et attentes des consommateurs et utilisateurs finals
SOUS-ENJEU N°2 : PROTECTION DES DONNÉES PERSONNELLES			
	• Atteinte à la confidentialité et à la sécurité dans le traitement des informations et données personnelles		

La description de l'ensemble des IROs est présentée dans la Section 3.1.1.4.2 "Impacts, risques et opportunités matériels".

[SBM-3 10a] Les clients en aval de la chaîne de valeur sont des acheteurs d'énergie produite et des consommateurs finals d'énergie (voir Section 3.1.1.2.2 "La chaîne de valeur"). La présente Section ne traite que des consommateurs et utilisateurs finals ; en l'occurrence les clients particuliers directs (de rang 1 de la chaîne de valeur) qui achètent les produits et services de l'entreprise à des fins d'usage personnel. ENGIE dispose d'un portefeuille de 19,1 millions de contrats d'énergie (gaz et électricité) pour lesquels il propose une gamme de services associés d'aide au pilotage de la consommation dans sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas et Roumanie).

[SBM-3 10a ii] Ces produits et services sont susceptibles d'avoir une incidence négative sur les droits à la vie privée et à la protection des données à caractère personnel des consommateurs et utilisateurs finals (impact négatif).

[SBM-3 10c] Les activités de fourniture d'énergie et de services associés ont des impacts positifs sur l'ensemble des consommateurs et utilisateurs finals. ENGIE s'engage dans une démarche d'accompagnement de ses clients particuliers vers une transition énergétique juste et abordable. Sa gamme d'offres d'énergie verte (électricité et gaz) et de services associés permet à la fois d'aider les consommateurs et utilisateurs finals à consommer mieux en réduisant leur impact environnemental et moins, en les encourageant à davantage de sobriété et à devenir des acteurs engagés de leur propre transition énergétique. Cette approche contribue à la Stratégie "Climat" du Groupe (voir Section 3.1.2. "Informations environnementales").

[SBM-3 10b] Toutefois, ces produits et services nécessitent la collecte et le traitement des données personnelles à des fins de contractualisation, facturation, relations post-vente, suivi de la consommation d'énergie, etc. Par conséquent, l'ensemble du périmètre des consommateurs et utilisateurs finals **[SBM-3 11]** sans distinction de caractéristiques ou d'utilisation de produits et services spécifiques, est touché ou susceptible d'être touché par les impacts négatifs découlant **[SBM-3 10b ii]** de tout incident ponctuel portant atteinte au respect de la confidentialité et de la protection des données à caractère personnel.

[SBM-3 10d] Les activités de vente d'énergie présentent un risque financier pour le Groupe dans la mesure où, en cas de forte hausse des prix de l'énergie, les États peuvent être tentés d'adopter des mécanismes de stabilisation, d'amortissement ou de gel des prix de fourniture afin de protéger les consommateurs. Le risque financier lié à la réduction des marges, voire à la non-couverture des coûts peut être important en cas d'absence de compensation supporté par les États. Ce risque est identifié dans les facteurs de risque du Groupe (voir Section 2.2.1 "Risques politiques et réglementaires"). Il est suivi et analysé dans le cadre de la politique de gestion globale des risques.

Enfin, l'engagement d'ENGIE pour une Transition Juste et sa volonté d'accompagner ses clients représentent une opportunité de croissance pour le Groupe par le développement de nouveaux produits et services pour répondre aux besoins de **[SBM-3 12]** l'ensemble des consommateurs et utilisateurs finals et s'adapter en permanence à l'évolution de leurs attentes en matière de consommation durable.

Politiques et stratégie globale [S4-1]

[S4-1 15] La Section 3.1.3.1 décrit l'approche globale liée au respect des droits humains par le Groupe et présente notamment la Politique de vigilance - droits humains, d'application générale. Elle est complétée par des politiques transverses Groupe qui permettent de gérer les incidences importantes positives et négatives, ainsi que les risques et opportunités telles que :

- les politiques ESG (Transition Juste et Engagement avec les parties prenantes) ;
- la politique de protection des données à caractère personnel.

Ces politiques transverses se déclinent au bénéfice des consommateurs et utilisateurs finals.

[MDR-P 65a]

- La **"Politique Transition Juste"** défend le fait qu'une transition vers une économie plus sobre en carbone se doit d'être menée de manière équitable pour toutes les parties prenantes. La déclinaison de cette politique pour les consommateurs et utilisateurs finals couvre les deux impacts positifs – consommer moins et mieux. Elle est détaillée dans la Section 3.1.3.1.
- La **"Politique d'engagement avec les parties prenantes"** engage le Groupe à mener un dialogue ouvert et transparent permettant l'écoute des besoins, des préoccupations et des attentes. Elle permet à la fois de gérer le risque réglementaire lié à l'intervention des États dans les prix de fourniture de l'énergie et l'opportunité de développer de nouvelles offres.

[MDR-P]	Politique d'engagement avec les parties prenantes
Champ d'application [MDR-P 65b]	Cette politique s'applique à l'ensemble des activités du Groupe.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	• Loi Pacte • Devoir de vigilance
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	Cette politique est publique et disponible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE - Politique Engagement Parties Prenantes.pdf

La **"Politique de protection des données à caractère personnel"** engage ENGIE à protéger les données personnelles et la vie privée de ses employés, clients, partenaires, prestataires de services, sous-traitants et fournisseurs dans le cadre de ses activités quotidiennes. Elle est déclinée dans les entités opérationnelles en charge des consommateurs et utilisateurs finals et couvre l'impact négatif.

[MDR-P]	Politique Protection des données à caractère personnel
Champ d'application [MDR-P 65b]	Cette politique s'applique à l'ensemble des activités du Groupe.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	Le *Data Privacy Manager* du Groupe et des pays sont en charge de la mise en œuvre de la politique.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	• Règlement Général de Protection des Données (RGPD) en Europe • Règlementations nationales sur la protection des données
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	Cette politique est publique et disponible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/protection-des-donnees/politique-groupe-de-protection-des-donnes-personnelles

[S4-1 16 a, b, c] Le respect des engagements stratégiques du Groupe en matière de droits humains et notamment l'approche générale, l'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finals et les mesures visant à remédier aux incidences négatives sont traités dans la partie "Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finals de faire part de leurs préoccupations" ci-après.

[S4-1 17] L'alignement des politiques d'ENGIE sur les normes internationalement reconnues applicables en vigueur sont détaillés dans la section 3.1.3.1. Aucun de cas de non-respect des principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et Droits de l'Homme, de la déclaration de l'IOT relative aux principes et droits fondamentaux au travail ou des principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales impliquant des consommateurs et utilisateurs finals n'a été signalé en 2024.

Sous-enjeu Transition Juste [S4-1, S4-2, S4-4, S4-5]

Processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finals [S4-2]

[S4-2 20a] Les interactions au sujet des incidences positives liées à la Transition Juste ont lieu avec (i) les clients directement, (ii) leurs représentants légitimes tels que les associations de consommateurs, les médiateurs de l'énergie (iii) les autorités en charge de la programmation énergétique et du cadre réglementaire (Ministères, régulateurs,...).

[S4-2 20b] Le type d'interactions est différent en fonction des interlocuteurs : avec les consommateurs et utilisateurs finals, il peut s'agir d'échanges téléphoniques ou digitaux (Centre de Relations Clients, formulaire web) quotidiens à leur initiative, d'enquêtes mensuelles de satisfaction ou d'enquêtes marketing et de panels ponctuels pour adapter les offres existantes ou en tester de nouvelles.

Avec leurs représentants, ces échanges peuvent se faire :

- à différents stades de projets de loi (ex : projet de loi pour simplifier l'application d'un bouclier tarifaire pour les clients en cas de crise des prix de l'énergie) ou ponctuellement sur des sujets liés à l'actualité (ex : déclinaison des directives européennes) avec les ministères de tutelle en charge de l'énergie ;
- en réponse à des consultations publiques sur le marché de détail (tarifs réglementés, tarifs et prestations des distributeurs, flexibilité etc.) ou à l'exigence réglementaire de publier diverses données sur les marchés du gaz et de l'électricité avec les régulateurs ;
- à la demande, sur des mesures visant à protéger les consommateurs avec les Associations ou lors d'un bilan annuel sur l'évolution des litiges avec les médiateurs de l'énergie.

[S4-2 20c] Les interactions avec les consommateurs et utilisateurs finals sont de la responsabilité des entités opérationnelles en charge de la commercialisation des produits et services ; les Relations avec les ministères et les régulateurs sont confiées aux équipes responsables des relations publiques dans chaque pays, auxquelles les équipes opérationnelles apportent leur expertise et leur connaissance des contraintes et impacts ; chaque pays ayant sa propre organisation pour traiter ces relations. En France par exemple, ces relations sont confiées à la Direction des Affaires Publiques et se font en lien avec la Direction Générale du Groupe pour certains dossiers et avec le support systématique des équipes en charge des relations institutionnelles.

[S4-20 d] Dans le cadre de ces processus d'interaction, des avancées très concrètes peuvent être observées – à titre d'exemple, en France, ENGIE a coconstruit et continue à faire évoluer de nouvelles références de marché : Label VertVolt avec l'ADEME; définition de la nouvelle référence prix du marché de détail du gaz suite à la fin des tarifs réglementés, avec la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). En Roumanie, ENGIE est partie prenante des discussions avec le gouvernement visant à l'émergence d'un marché du biométhane et a reçu en novembre 2024 la première licence du pays pour exercer l'activité de fourniture de biométhane de la part de l'Autorité Nationale de Régulation de l'Energie (ANRE).

[S4-2 21] La transition vers une économie neutre en carbone peut avoir des impacts importants sur les consommateurs et utilisateurs finals, notamment les personnes en situation de précarité. Dans son portefeuille de contrats, ENGIE compte environ un million de clients considérés comme précaires (la définition d'un client précaire pouvant différer d'un pays à l'autre en fonction des législations nationales). Le Groupe applique les programmes d'aides nationaux en vigueur (exemple : en France avec le chèque énergie ou en Belgique avec le tarif social) et est en contact régulier avec les organismes (associations de consommateurs, partenaires sociaux) en charge d'assister ces clients particulièrement fragiles. Ces échanges permettent également de créer des services adaptés.

Actions [S4-4]

[S4-4 30] Afin d'accompagner les consommateurs et utilisateurs finals dans leur propre transition énergétique, ENGIE développe une gamme d'offres d'énergie et de services spécifiques :

- des offres d'électricité verte ou de gaz vert pour décarboner la consommation d'énergie ;
- des services permettant de mieux comprendre sa consommation d'énergie et donc de pouvoir agir sur celle-ci comme :
  - la mise à disposition d'outils digitaux (app) pour le suivi et le pilotage de sa consommation (en France : Ma Conso+; en Belgique, Smart App et Energy Monitor pour suivre ses consommations en temps réel en € et kWh) ;
  - l'organisation de défis de réduction de la consommation d'énergie (en France, les Ecodéfis+; en Australie le programme *Reduce & Reward* permettent de recevoir un crédit de facture en contrepartie d'une réduction de sa consommation électrique) ;
  - un Programme d'engagement qui récompense les clients qui consomment mieux et moins en France (Mon Programme pour Agir) ;
  - des offres d'optimisation tarifaire afin de consommer au moment où l'électricité est la moins chère (en Belgique, "Drive App"; en France "Ma recharge intelligente" qui permettent de recharger automatiquement sa voiture électrique au moment le plus opportun) ;
  - des campagnes de sensibilisation à la sobriété énergétique et des conseils pour économiser l'énergie dans chaque pays.

ENGIE développe également des actions spécifiques pour les clients précaires : sensibilisation aux écogestes, collaboration avec des partenaires sociaux, mise à disposition gratuite d'outils pour le suivi de la consommation, lignes téléphoniques dédiées, étalement des paiements.

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Contribuer à une Transition juste et efficace en continuant à développer des offres vertes (gaz et électricité)	Action menée en 2024	Contribution à l'objectif de réduction des émissions carbone du Groupe et à l'ambition de neutralité carbone	Ce développement d'offres vertes concernent sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas, Roumanie)	Annuelle (démarche continue)
Continuer à développer des services d'aide au pilotage de la consommation d'énergie	Action menée en 2024	Contribuer à faire des clients les acteurs de leur transition énergétique en pilotant leur consommation	Ce développement de services concernent sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas, Roumanie)	Annuelle (démarche continue)

[MDR-A 69 c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, considérés comme ayant un impact financier non significatif.

[S4-4 33a] Le Groupe a mis en place un dispositif de gestion des risques qui permet d'évaluer l'exposition aux risques et de s'assurer de la mise en œuvre des plans de traitement (voir Section 2.1.1 "Politiques de gestion globale des risques"). Le risque d'intervention des États pouvant entraîner un plafonnement réglementaire des prix de fourniture de l'énergie est identifié par le Groupe comme un facteur de risque (voir Section 2.2.1.1.) et est traité notamment via le dialogue avec les gouvernements et les régulateurs nationaux. Le Groupe suit également étroitement les évolutions réglementaires et législatives des pays pour les anticiper au mieux et mettre en place des actions pour limiter les effets négatifs sur la rentabilité de ses activités. En 2024, le Groupe n'a pas été sollicité sur la mise en place de telles mesures liées aux prix de fourniture de l'énergie, à l'exception de la Roumanie afin de gérer la fin du mécanisme de plafonnement des prix.

[S4-4 33b] De même, afin de saisir les opportunités de développement pour l'entreprise, les relations établies directement avec les parties prenantes permettent aux équipes de développer de nouvelles offres adaptées aux besoins.

[S4-4 35] Aucun problème ou incident grave en matière de droits de l'homme lié aux consommateurs et utilisateurs finals n'a été signalé en 2024.

Ressources et gouvernance [S4-4]

[S4-4 37] L'ensemble des collaborateurs en charge de l'activité de fourniture d'énergie et de services pour les consommateurs et utilisateurs finals constitue les ressources allouées à la gestion des impacts matériels positifs liés à la Transition Juste.

KPIs et cibles [S4-5]

Rendre l'énergie renouvelable accessible au plus grand nombre de clients via des offres vertes

Nature et description de la cible	Objectif 2030 [MDR-T 80 b)e)]	Reporting 2024 [MDR-T 80 d]	Périmètre de la cible [MDR-T 80 c]	IRO correspondants
Part des contrats d'électricité verte dans le total des contrats d'électricité (en moyenne sur le périmètre européen) *	[90-95%]	89,5%	Les consommateurs et utilisateurs finals dans les pays suivants : Belgique, France, Italie, Pays-Bas et Roumanie	Permettre aux consommateurs et utilisateurs finals de mieux consommer

* *Cible fixée dans le cadre de la réglementation européenne actuellement en vigueur en matière de définition d'un contrat d'électricité verte*

[MDR-T 80a] Cette cible répond aux objectifs de la Transition Juste tels que décrits dans la politique correspondante. **[MDR-T80f)]** Le Groupe s'appuie sur un reporting centralisé recueillant les données de suivi des contrats d'électricité verte fournies par chaque pays. **[41 a)b)c)]** Le Groupe n'a pas engagé directement les consommateurs et utilisateurs finals ou leurs représentants légitimes dans le processus de définition de la cible.

Sous-enjeu Protection des données à caractère personnel [S4-1, S4-2, S4-3,S4-4, S4-5]

Processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finals [S4-2]

[S4-2 20a] Dans le cadre du processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finals au sujet des incidences négatives liées à la Protection des données à caractère personnel, ENGIE est amené à interagir avec : (i) les clients impactés directement (ii) avec l'organisme externe en charge de la bonne application de la règlementation en vigueur dans chaque pays (exemple : en France, la Commission Nationale Informations et Libertés – CNIL).

[S4-2 20b] Le type d'interaction peut être différent en fonction des interlocuteurs et de la situation :

- les clients peuvent être amenés à contacter ENGIE pour lui signaler un incident de violation de données; ces contacts se font alors par téléphone ou via une boîte générique dédiée. À l'inverse, lorsque ENGIE détecte un incident susceptible d'engendrer un risque élevé pour les droits et libertés des clients, une communication est faite auprès de ceux-ci par mail ou courrier ;
- lorsque la criticité de la violation des données l'exige, ENGIE déclare systématiquement l'incident dans un délai imparti (en fonction des réglementations locales) auprès de l'autorité compétente via un formulaire de notification défini par celle-ci.

[S4-2 20c] La supervision de l'éthique et de la *compliance* au sein du Groupe est décrite en Section 3.1.4.1.1. Elle s'applique également au sujet de la protection des données.

[S4-2 20d] Les interactions avec les consommateurs et utilisateurs finals et leurs représentants permettent d'identifier des leviers d'amélioration liés aux processus (exemple : processus de validation des adresses mail) ; les cas de violation de données partagés avec les autorités sont également l'occasion d'échanges sur les actions préventives à mener.

[S4-2 21] Le point de vue de l'ensemble des consommateurs et utilisateurs finals est recueilli de manière identique, sans distinction particulière.

Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finals de faire part de leurs préoccupations [S4-3]

[S4-3 25a] Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe, les procédures de réparation lorsqu'un impact négatif sur les personnes est constaté, la manière dont le Groupe évalue l'efficacité de la solution apportée et l'adoption de politiques pour protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs sont décrits dans la Section 3.1.4.1.5. En ce qui concerne les consommateurs et utilisateurs finals, des mécanismes de réclamations sont mis en place dans le respect de réglementations locales édictées par les régulateurs et/ou médiateurs de chaque pays.

[S4-3 25b] Des canaux spécifiques sont mis en place dans les entités opérationnelles pour les consommateurs et utilisateurs finals : téléphonique (Centres de Relation Clientèle), adresses mail dédiées qui renvoient directement vers les *Data Privacy Officers* (DPO) ou vers les autorités compétentes. Un portail web est également accessible au niveau Groupe et permet de déclarer une potentielle violation de données (https://engiegbs.service-now.com/gdpr_portal?id=gdpr_home) et/ou de saisir directement l'autorité compétente.

[S4-3 25c] Il est demandé aux entités que l'existence des dispositifs d'alertes Groupe et/ou des canaux de remontée des incidences négatives locaux mis en place pour les consommateurs et utilisateurs finals soit communiquée auprès des parties prenantes (partenaires commerciaux, etc.).

[S4-3 25d] ENGIE assure un suivi de la volumétrie des déclarations d'incidents traitées en interne (directement adressées à ENGIE) et externes (adressées à l'autorité compétente).

[S4-3 26] L'existence des canaux est rappelé sur les sites Internet de chacun des pays. La politique globale du Groupe visant à protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs est traitée dans la Section 3.1.4.1.5 "Signalement et rapport des incidents éthiques - Traitement des incidents éthiques".

Actions [S4-4]

[S4-4 30] La démarche Analyse des Risques du Groupe inclut le risque *Data Privacy* (voir Section 3.1.4.1.2 "Évaluation des risques éthiques") et vise notamment le risque lié à l'atteinte aux données personnelles et le risque de non-conformité au Règlement européen sur la protection des données personnelles (RGPD) et à d'autres réglementations locales relatives à la protection des données personnelles applicables (exemples : *Consumer Data Right* en Australie ou *Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de Los Particulares* au Mexique). Dans ce contexte, le Groupe s'est doté depuis 2019 d'une politique et de procédures spécifiques, déclinées pour les consommateurs et utilisateurs finals.

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Continuer à appliquer la politique de protection des données personnelles des clients du Groupe	Action menée en 2024	Assurer la protection, la confidentialité et la sécurité des données personnelles de nos clients	La protection des données personnelles concerne sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas et Roumanie)	Annuelle (démarche continue)

[MDR-A 69 c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, considérés comme ayant un impact financier non significatif.

[S4-4 31a] ENGIE met en place de nombreuses actions d'ordre organisationnel et technique pour prévenir, atténuer ou corriger les incidences négatives :

- en termes d'organisation, la présence d'un *Data Protection Officer* (DPO) au niveau de chaque compagnie du Groupe et d'un *Data Privacy Manager* (DPM) dans chaque organisation, en charge du déploiement et de la bonne application de la politique de protection des données personnelles dans leur domaine d'activités. À l'échelle européenne, il existe un *Data Privacy Management System* (DPMS) dont l'objectif est de mesurer la conformité des activités avec la politique et la régulation. Ces activités englobent celles relatives à la mise en œuvre de la gouvernance, au déploiement de sessions de sensibilisation et de formation, à la conformité des traitements avec la législation et au traitement des violations de données ;
- une évaluation du risque Protection des données est réalisé chaque année par les entités puis consolidée au niveau Groupe dans le cadre de la démarche d'analyse annuelle de management des risques ;
- une procédure de contrôle interne pour vérifier le respect du management de la protection des données personnelles avec la mise en place d'audits externes et internes pour évaluer la mise en œuvre des politiques et définir, le cas échéant des actions d'amélioration ;
- l'intégration de la dimension "Protection des données" en amont des projets ("Privacy by design") ;
- l'encadrement de l'utilisation des données dans les contrats signés avec les sous-traitants, en veillant à ce que les données partagées soient soumises aux mêmes obligations que celles développées par ENGIE ;
- l'application stricte d'une politique de conservation des données ;
- la sensibilisation des collaborateurs à une utilisation confidentielle et éthique des données personnelles via des formations spécifiques ou la mise à disposition de kits d'information ; en 2024, par exemple en France, l'ensemble des collaborateurs internes et externes des Centres de Relations Clients a été sensibilisé à ce sujet avec présentation de cas concrets (altération, exposition des données) pour faciliter l'identification de tels événements et leur remontée pour traitement ;
- la mise en place de mesures techniques de protection des données (supervision du trafic de données, fonctionnalité de sécurisation des accès aux données bancaires des clients, la mise en œuvre d'une architecture de sécurité à plusieurs niveaux, mise en place de la double authentification *Multi Factor Authentification* (MFA) lors de l'accès à l'Espace Client, campagnes régulières d'audits techniques et de tests d'intrusion ;
- la communication auprès de ses clients sur les tentatives d'hameçonnage et les bons réflexes à acquérir.

[S4-4 31d] Pour évaluer l'efficacité des actions mises en place, une procédure de contrôle interne existe pour vérifier le respect du management de la protection des données personnelles, avec la mise en place d'audits externes et internes et définir, le cas échéant des actions d'amélioration.

[S4-4 32a] Une procédure de traitement des violations de données a été définie par le Groupe pour aider les équipes opérationnelles à mettre en place les actions nécessaires et appropriées face à une incidence négative dans le respect des exigences légales et de transparence envers les consommateurs et utilisateurs finals.

[S4-4 32b)] Différentes phases sont identifiées dans le traitement d'une violation de données : (i) Identification, catégorisation et qualification de l'incident (ii) communication vers les personnes intéressées (autorités, clients) (iii) endiguement de l'incident pour éviter qu'il ne s'aggrave et remédiation avec éradication de la violation pour un retour normal à l'activité. Des équipes multidisciplinaires sont alors mises en place (commercial, système d'informations, juridique, communication, etc.) pour gérer l'incident.

[S4-32 c)] Après tout incident lié à une violation de données, un rapport est systématiquement rédigé avec pour objectif d'identifier les causes de l'incident, d'évaluer l'efficacité des mesures mises en place pour endiguer, remédier et éradiquer l'incident, améliorer les processus pour mitiger les vulnérabilités.

[S4-4 34] Les actions préventives ou correctives mises en place par ENGIE et détaillées ci-dessus ont pour objectif d'éviter de causer ou d'exacerber les incidences négatives sur les consommateurs et utilisateurs finals.

Ressources et gouvernance

[S4-4 37] Sous la responsabilité des *Data Privacy Managers* de chaque entité, des cellules spécialisées sont dédiés au traitement des données et à tout incident de la violation. ; Elles travaillent en collaboration avec de nombreuses équipes (IT, juridique, contrôle interne, gestion des risques, etc.).

KPIs et cibles [S4-5]

[MDR-T 81a)] ENGIE est cours de définition de cibles liées à la protection des données à caractère personnel pour les consommateurs et utilisateurs finals. Ces cibles seront publiées lorsqu'elles seront définies. **[MDR-T 81b)]** L'efficacité des actions et des politiques mises en œuvre est mesurée par le processus de contrôle interne, tel que décrit dans le paragraphe "Actions' de la présente Section.

3.1.4 Informations relatives à la conduite des affaires [ESRS G1]

3.1.4.1 Éthique et conduite des affaires (ESRS G1)

3.1.4.1.1 La supervision de l'éthique et de la *compliance* au sein du Groupe [ESRS-G1 GOV-1]

[ESRS-G1 GOV-1 5a, MDR-P 65c] Le Conseil d'Administration, dont les travaux sont préparés en la matière par le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD – voir Section 4.1.2.3), s'assure du bon niveau d'engagement du Groupe en matière éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale. La Secrétaire Générale du Groupe, assistée de la Directrice Juridique et Vice-Présidente Éthique Groupe, rend compte de la politique éthique et *compliance* du Groupe et de sa mise en œuvre.

Les membres du Comité Exécutif (Comex) du Groupe ainsi que les autres dirigeants du Groupe à tous les niveaux portent et supervisent la politique éthique et *compliance* du Groupe, et en garantissent la bonne application. À cette fin, ils sont appuyés par les *Chief legal and ethics officers*, soutenus par les *Ethics & Compliance Officers* et les *Data Privacy Managers* de leurs entités.

La gouvernance éthique du Groupe repose également sur les activités du Comité de la *Compliance* Groupe qui évalue le traitement des incidents éthiques et assure le suivi de l'évolution du dispositif éthique et *compliance* du Groupe. Ce comité réunit, au niveau Groupe, la Secrétaire Générale, le Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines et d'ENGIE HQ, et les directeurs des Directions Corporate suivantes : Juridique, Éthique, *Compliance & Privacy*, Audit Interne et Contrôle Interne. Des opérationnels sont régulièrement invités à participer à ce Comité, en ce compris des Directeurs Généraux Adjoints. En 2024, le Comité de la *Compliance* Groupe s'est réuni cinq fois.

Enfin, le Groupe s'est doté d'une Direction Groupe dédiée à l'éthique et à la *compliance*. La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) est rattachée à la Direction Juridique et Éthique, elle-même relevant de l'autorité de la Secrétaire Générale du Groupe. La DECP pilote l'intégration de l'éthique dans la stratégie, le management et les pratiques du Groupe. Elle propose les politiques et procédures du Groupe en matière d'éthique et de *compliance*. Elle accompagne leur mise en œuvre à tous les niveaux du Groupe. Elle coordonne la mise en place du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.2) et traite les alertes issues de la procédure Groupe qu'elle pilote. La DECP anime le réseau des *Ethics & Compliance Officers* et des correspondants éthiques (en 2024 : plus de 245 personnes) et des *Data Privacy Managers* (en 2024 : 130 personnes) dans l'ensemble du Groupe. La plupart d'entre eux cumulent ce rôle avec d'autres fonctions (juridique, RH, contrôle interne, etc.).

[ESRS-G1 GOV-1 5b] Les processus de sélection et de formation des membres du Conseil d'Administration sont présentés en Sections 4.1.1.8 et 4.1.1.9.

Au niveau de la direction de l'entreprise, l'éthique et la *compliance* sont régulièrement mises à l'agenda du Comex Groupe. Le Groupe veille également à ce que les comités de direction (Codir) d'entités incluent l'éthique et la *compliance* à l'agenda de leurs réunions.

La Directrice Générale d'ENGIE ainsi que tous les membres du Comex, de même que tous les *Global Leaders*, sont visés par un parcours de formation dédié qui est précisé dans le plan de formation à l'éthique Groupe (voir Section 3.1.4.1.6).

3.1.4.1.2 L'évaluation des risques éthiques [G1-3 18a]

L'évaluation des risques éthiques est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (*Enterprise Risk Management* – ERM) (voir Section 2.1). Six risques éthiques sont identifiés : corruption, atteinte aux droits humains, non-respect du devoir de vigilance, non-respect des règles d'embargo ou de contrôle à l'exportation, non-respect des règles du droit de la concurrence et fraude. La démarche d'analyse de risques du Groupe inclut aussi le risque *Data Privacy*.

Le processus d'évaluation du risque corruption, d'atteinte aux droits humains, et du risque *Data Privacy* s'appuie sur une approche d'analyse commune au périmètre de toutes les GBU du Groupe. Ainsi le Groupe a mis en œuvre en 2023 une nouvelle méthodologie de cartographie des risques de corruption et de trafic d'influence s'inscrivant dans les recommandations de l'Agence Française Anticorruption. Le risque de violation des droits humains est analysé à l'aide d'une grille d'autodiagnostic Groupe. Le Groupe a également émis des lignes directrices relatives à l'évaluation du risque d'atteinte aux données personnelles.

Les procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités liés à la conduite des affaires dans le Groupe ainsi que tout au long de sa chaine de valeur sont décrites en Section 3.1.1.4 "Processus de double matérialité".

3.1.4.1.3 Les I/RO matériels [IRO-1]

En matière d'éthique des affaires, les IRO matériels retenus suite à une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif** : Dommages économiques à cause d'incidents significatifs de non-respect des lois anticorruption, du droit de la concurrence et/ou des embargos et sanctions.
- **Risque** : Dommage à l'image de l'entreprise, risque financier et risque juridique, à cause d"incidents significatifs de non-respect des lois anticorruption, du droit de la concurrence et/ou des embargos et sanctions.

3.1.4.1.4 Culture éthique et politiques éthiques [G1-1, G1-3]

Culture éthique et Textes de référence

La culture éthique et le Code de conduite éthique d'ENGIE [G1-1 7, 9, G1-3 18a]

Le Code de conduite éthique d'ENGIE fixe le cadre dans lequel doit s'inscrire le comportement professionnel de chaque collaborateur et manager, tout en affirmant que l'éthique est un des piliers de la culture commune *One ENGIE* qui doit guider ces comportements.

En matière de culture éthique, le groupe ENGIE a deux principes clairs :

- tolérance zéro / zéro tolérance : tout manquement éthique doit être sanctionné ;
- *speak up* / ne jamais rester seul : tout collaborateur et tout manager qui est confronté à un manquement éthique, qu'il en soit victime ou témoin, a le devoir de s'en ouvrir à sa hiérarchie. En cas d'impossibilité d'en référer à la hiérarchie ou à l'*Ethics & Compliance Officer* de l'entité, un dispositif d'alerte est mis à disposition au niveau du Groupe (voir ci-après, Section 3.1.4.1.5).

Les référentiels éthique et compliance et les codes de conduite métiers d'ENGIE [G1-1 7, 9, G1-3 18a]

Le dispositif éthique et *compliance* du Groupe est structuré autour de trois référentiels auxquels s'ajoutent des Codes de conduite métiers.

Le référentiel "Intégrité"

Le référentiel "Intégrité" rassemble les politiques et procédures dédiées à la prévention de la fraude, de la corruption et du trafic d'influence.

Dans le cadre des procédures Groupe d'évaluations éthiques (procédures de "***due diligence***"), les parties prenantes des projets d'investissement, les bénéficiaires de mécénats et de parrainages, les fournisseurs, les consultants commerciaux, les nouvelles personnes recrutées aux positions les plus exposées au risque de corruption ainsi que les clients *BtoB* font l'objet d'une action préventive renforcée.

La Politique **cadeaux invitations et voyages techniques** Groupe détermine dans quelles conditions les cadeaux, invitations et voyages techniques peuvent être acceptés ou offerts. Elle encadre la transparence par une obligation d'information, de déclaration ou d'autorisation préalable en fonction du montant du cadeau, invitation, ou voyage technique.

La Politique Groupe de **prévention des conflits d'intérêts** impose un *reporting* interne et une validation préalable par la hiérarchie des situations à risques au regard du devoir d'impartialité et de loyauté dans le cadre d'une décision.

La Politique de vigilance - droits Humains

La Politique de vigilance - droits humains est présentée en Section 3.1.3.1.

Le référentiel "Conformité Éthique"

Le référentiel "Conformité Éthique" précise la méthodologie de déploiement du dispositif éthique et *compliance* du Groupe et l'évaluation de l'état de conformité. Il rassemble également les dispositifs de conformité du Groupe en matière d'embargo et de sanctions internationales, de contrôle des exportations et en droit de la concurrence.

ENGIE attache la plus haute importance au respect du **droit de la concurrence.** Tous les collaborateurs, quelles que soient leur activité et leur place dans l'organisation, sont tenus d'adopter un comportement irréprochable vis-à-vis de leurs concurrents, clients, partenaires, fournisseurs, prestataires, sous-traitants et prospects.

La Politique embargo du Groupe appréhende l'ensemble des questions de **sanctions internationales** et des problématiques d'**export control** qui leur sont associées. Chaque collaborateur doit s'assurer, dans le cadre de cette politique et des procédures du Groupe, du respect strict de ces réglementations et prévenir toute opération qui serait en violation potentielle d'embargos ou de sanctions internationales applicables.

Les lignes directrices relatives à la gestion des **signaux faibles** dans le domaine de l'éthique et de la *compliance* font également partie du référentiel "Conformité Éthique". Elles formalisent la volonté d'ENGIE de prévenir et de détecter le plus tôt possible des incidents éthiques à travers des signes avant-coureurs dits "signaux faibles".

ENGIE dispose également d'un dispositif de conformité propre au suivi de ses actions de **représentation d'intérêt** et de leur déclaration auprès de la Haute Autorité pour la Transparence de la Vie Publique (HATVP) conformément à la loi du 9 décembre 2016.

La Politique relative à l'intégration de **l'éthique dans les processus RH** qui détaille les exigences du Groupe en matière d'intégration de la dimension éthique et *compliance* dans l'ensemble des processus Ressources Humaines s'inscrit également dans le référentiel "Conformité Éthique".

[G1-1,7+9] Les codes de conduite métiers d'ENGIE

Des codes de conduite métiers appliquent les engagements éthiques d'ENGIE aux activités ou pratiques professionnelles. Parmi ces codes de conduite figurent le "Code de conduite de la relation avec les fournisseurs" (voir Sections 3.1.4.2 et 3.2.1.5) et le "Code de conduite en matière de lobbying".

Informations communes aux Code de conduite éthique, référentiels et codes de conduite métiers

[MDR-P]	Le dispositif éthique et *Compliance*
Champ d'application [MDR-P 65b]	Le dispositif éthique et compliance d'ENGIE est applicable à toutes les entités du Groupe. Les dirigeants du Groupe à tous les niveaux en garantissent la bonne application (voir Section 3.1.4.1.1). Ainsi, le Code de conduite éthique d'ENGIE est applicable à tous les collaborateurs et managers du Groupe et il s'applique également aux relations avec l'ensemble des tierces parties du Groupe. Il en va de même pour les politiques et procédures et codes de conduite métiers éthique et compliance : tous les managers et collaborateurs sont responsables, à leur niveau, de la bonne application des politiques et principes éthiques d'ENGIE à l'intérieur du Groupe ainsi que dans les relations avec les tierces parties du Groupe, quelles qu'elles soient. Ces principes relatifs au périmètre d'application du dispositif éthique et compliance d'ENGIE sont notamment communiqués à l'ensemble des collaborateurs et managers et des tierces parties du Groupe dans le Code de conduite éthique du Groupe (voir Section 3.1.4.1.4).
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Secrétaire Générale du Groupe, assistée de la Directrice Juridique et Vice-Présidente Éthique Groupe, rend compte de la politique éthique et compliance du Groupe et de sa mise en œuvre.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	Les principes éthiques d'ENGIE s'appuient sur les plus hauts standards internationaux : • la Convention des Nations Unies contre la corruption ; • la Convention de l'Organisation de Coopération et de Développement Economiques (OCDE) sur la lutte contre la corruption d'agents publics étrangers dans les transactions commerciales internationales ; • les principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales ; • la Charte internationale des Droits de l'Homme ; • les Conventions de l'Organisation Internationale du Travail (OIT). ENGIE a pris des engagements envers les parties prenantes externes dans le domaine de la lutte contre la corruption : • à travers le Pacte mondial des Nations Unies, dont le 10e principe concerne la lutte contre la corruption ; • auprès de la Section française de l'ONG *Transparency International*. La démarche anticorruption du Groupe intègre également les meilleurs standards émis aux niveaux des pays dans ce domaine, notamment la *UK Bribery Act*, la *US Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA) et la loi française Sapin 2.
Prise en compte des attentes des parties prenantes lors de l'élaboration de la politique [MDR-P 65e]	ENGIE est très attentif aux attentes de ses parties prenantes dans la définition de son dispositif éthique et compliance. Ainsi, le Groupe a identifié les parties prenantes de son système de management anticorruption et veille à ce que ses politiques et procédures, à l'occasion d'une émission ou d'une mise à jour, prennent en compte leurs attentes. D'autre part, le Groupe associe des parties prenantes dans le cadre de son devoir de vigilance (voir Section 3.1.3.3.3).
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La communication des politiques et procédures éthique et compliance aux personnes visées par leur contenu se fait via les publications sur le site internet (voir adresses internet ci-dessous), via les pages Éthique & Compliance de l'intranet du Groupe, via les formations et via la diffusion aux managers et collaborateurs qui ont besoin de les connaître. • Code de conduite éthique : publié en 15 langues à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/code-conduite-ethique • Référentiel intégrité : présenté en plus de détail à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/referentiel-integrite-groupe • Référentiel conformité éthique : présenté en plus de détail à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/conformite-ethique • Codes de conduite métiers : publiés à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/principes-et-engagements

[G1-3 18c] La mise en œuvre de l'ensemble du dispositif décrit ci-avant, qui vise à prévenir, détecter et traiter les allégations ou les incidents de corruption, fait l'objet d'un *reporting* au CEEDD, au Conseil d'Administration et au Comex du Groupe comme précisé en Section 3.1.4.1.1.

3.1.4.1.5 Signalement et rapport des incidents éthiques – Traitement des incidents éthiques [G1-1 10a, 10c, 10e, G1-3 18a]

Dispositif d'alerte Groupe

La Politique Groupe relative aux lanceurs d'alerte, intégrant les exigences légales de la loi relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, également dite Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance, a été définie en 2017. Elle a été mise en place au niveau Groupe en juillet 2018. Cette politique est conforme avec la loi n° 2022-401 du 21 mars 2022 (loi "Waserman") qui transpose dans le droit français la directive européenne n° 2019/1937 sur la protection des lanceurs d'alerte.

[G1-1 10a, 10c, 10e] Le dispositif d'alerte du Groupe s'appuie sur le recueil des alertes au moyen d'un courrier électronique à l'adresse : ethics@engie.com et d'un numéro de téléphone dédié. Ces deux canaux de signalement sont externalisés à travers l'appui d'un prestataire externe qui est en charge du recueil des alertes. Depuis janvier 2019 ces canaux sont ouverts à tous les collaborateurs du Groupe au niveau mondial ainsi qu'à toutes les parties prenantes externes du Groupe. Les alertes peuvent être reçues en plusieurs langues et le service est accessible 24h/7j.

Toutes les alertes reçues dans le cadre de ce dispositif sont traitées dans un cadre garantissant la confidentialité et la protection de l'anonymat.

[G1-1 10c] Le dispositif d'alerte du Groupe protège tous les lanceurs d'alertes : comme le confirme le Code de conduite éthique d'ENGIE, nul lanceur d'alerte ne peut être sanctionné pour avoir utilisé, de bonne foi, ce dispositif.

[G1-1 10c, G1-3 20] Ce dispositif est présenté dans le Code de conduite éthique d'ENGIE et sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte. Tous les collaborateurs et managers ainsi que toutes les parties prenantes externes du Groupe peuvent en prendre connaissance.

[G1-1 10c, G1-3 20] Par ailleurs, ce dispositif est présenté dans plusieurs formations à l'éthique Groupe, dont les formations faisant partie des parcours de formations obligatoires de tous les collaborateurs du Groupe (voir Section 3.1.4.1.6).

ENGIE suit les alertes à travers l'outil digital Groupe *My Ethics Incident* (voir ci-dessous, "Outil dédié My Ethics Incident").

Dispositif Groupe de reporting managérial des incidents éthiques

Le processus de traitement des incidents éthiques impose l'obligation à toutes les entités du Groupe de remonter toute suspicion d'incident éthique dès leur prise de connaissance.

[G1-1 10a, 10c, 10e] Ce dispositif s'appuie sur l'outil digital *My Ethics Incident* (voir ci-dessous, "Outil dédié *My Ethics Incident*").

[G1-3 20] Le Code de conduite éthique du Groupe et les pages internet du Groupe relatives au dispositif de conformité éthique rappellent cette obligation de remontée aux managers.

Dispositif d'enquête interne du Groupe [G1-1 10e]

Le guide de l'enquête interne Groupe définit les lignes directrices contraignantes pour mener des enquêtes internes afin de déterminer la réalité des manquements allégués, leur cause et leur imputabilité. Il s'inscrit dans les deux dispositifs de signalement du Groupe précités.

ENGIE s'attache à une conduite diligente, indépendante et objective de ses instructions et enquêtes internes conformément aux dispositions du guide de l'enquête interne du Groupe.

[G1-3 18b] Le guide de l'enquête interne impose la vérification de l'absence de conflits d'intérêts dans le choix des personnes qui feront partie de l'équipe d'investigation. Il prévoit notamment que la personne responsable de l'enquête interne doit, avant la constitution de l'équipe d'investigation, vérifier qu'aucun membre de cette équipe ne soit impliqué ou susceptible d'être directement ou indirectement impliqué dans les faits allégués et n'ait pas de liens personnels avec l'auteur du signalement ou avec les personnes visées par le signalement.

Le guide de l'enquête interne Groupe s'adresse aux *Ethics & Compliance Officers* et à toutes les personnes participant ou en charge d'une enquête interne chez ENGIE.

[G1-3, 20] Le Code de conduite éthique du Groupe et les pages internet du Groupe relatives au dispositif de conformité éthique rappellent les principes du Groupe concernant la conduite de l'enquête interne dans le cadre du traitement des incidents éthiques.

Conséquences et sanctions en cas d'incident éthique avéré

Conformément aux principes éthiques du Groupe, tout incident éthique avéré doit faire l'objet d'une sanction, qu'elle soit disciplinaire ou commerciale. Le processus de traitement des incidents éthiques impose également aux entités, pour chaque incident avéré, de réaliser une évaluation des mesures nécessaires pour en prévenir la réitération assortie le cas échéant de mesures correctives.

[G1-3 20] Ces principes sont inscrits dans le Code de conduite éthique d'ENGIE et sur les pages internet du Groupe relatives au dispositif de conformité éthique.

Outil dédié My Ethics Incident [G1-1 10a, 10c, 10e]

Les alertes et les rapports managériaux de dysfonctionnements éthiques et leur traitement sont suivis à travers *My Ethics Incident*, un outil digital de collecte d'incidents éthiques déployé dans l'ensemble des entités du Groupe.

[G1-1 10c] Les *Ethics & Compliance Officers* des entités concernées par l'incident éthique signalé doivent s'assurer du traitement des incidents éthiques relatifs à leur périmètre et doivent tenir à jour les informations relatives à ces incidents dans l'outil *My Ethics Incident*. Les *Ethics & Compliance Officers* reçoivent des formations et des outils d'appui (webinaire, tutoriel…) à ce sujet.

Les alertes et rapports sont classés sous huit domaines dans *My Ethics Incident* : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires (incluant, parmi d'autres, les sujets corruption, concurrence et embargos), information confidentielle, protection du patrimoine immatériel, données personnelles (pour la remontée et le traitement des *data breach*) et ressources humaines. En 2024, 335 saisines dans le cadre de la procédure d'alerte du Groupe ont eu lieu et 394 rapports managériaux d'incidents éthiques ont été remontés.

Le Groupe présente des informations plus détaillées sur les domaines éthiques concernés et sur les sanctions appliquées sur la page internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/conformite-ethique.

3.1.4.1.6 Formations [G1-1 10g, G1-1 10h, G1-3 18a, G1-3 21a]

Le Groupe a mis en place un plan de formation éthique et *compliance* obligatoire visant l'ensemble des collaborateurs du Groupe. Il est adapté selon les fonctions et activités des collaborateurs concernés.

[G1-1 10g, G1-1 10h, G1-3 21a] Le plan de formation obligatoire du Groupe est appuyé par l'outil digital "Sezame" qui est déployé par la DRH dans l'ensemble du Groupe et qui permet de suivre à tous les niveaux du Groupe l'état d'avancement des formations digitales (vidéos et *e-learning*) des collaborateurs du Groupe.

Tous les collaborateurs du Groupe doivent suivre un parcours composé de vidéos de formation qui présentent les thèmes à forts enjeux éthiques : cadeaux invitations, corruption, lanceurs d'alerte, conflits d'intérêts.

En plus du parcours obligatoire destiné à tous les collaborateurs, les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption doivent effectuer un parcours de formation qui leur est propre.

[G1-3 21b] Toutes les fonctions particulièrement exposées au risque de corruption sont visées par le plan de formation spécifique du Groupe, au-delà de la formation obligatoire pour tous.

[G1-1 10h] Dans ce contexte, le Groupe a identifié les familles d'emploi suivants comme étant à risque particulier de corruption : *Project Management*, *Business Development*, *General Management*, Finance, *Procurement*.

Ce parcours pour les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption s'appuie sur des modules *e-learning* du Groupe qui permettent d'approfondir les connaissances des enjeux éthiques du Groupe, notamment en ce qui concerne la fraude, la corruption et le droit de la concurrence (à fin 2024, le taux d'achèvement de ces e-learning est de 83,8%).

Enfin, les cadres managers ("*Global Leaders*") doivent participer en plus au séminaire sur la prévention de la fraude et de la corruption (à fin 2024, 98,4% des *Global Leaders* ont achevé leur parcours de formation en *e-learning* ; 87,6% d'entre eux ont participé au séminaire précité). Les *Ethics & Compliance Officers* doivent suivre le même parcours.

Le plan de formation éthique et *compliance* obligatoire du Groupe prévoit que chaque parcours obligatoire est à renouveler tous les trois ans par chaque collaborateur ou manager concerné.

Par ailleurs, le Groupe dispense plusieurs autres formations obligatoires éthique et *compliance*. Par exemple, les formations présentielles dans le domaine du droit de la concurrence se sont largement multipliées depuis 2023, en particulier pour les entités de la GBU *Energy Solutions* avec un nouveau plan d'action pour 2024/2025. Les acheteurs doivent suivre un parcours supplémentaire comprenant une formation présentielle animée conjointement par la Direction Achats et la DECP : "Éthique et relation fournisseurs en pratique" (voir Section 3.2.1.5). La formation relative à la *due diligence* dans le processus de recrutement afin de prévenir le risque de corruption a été déployée auprès de la filière RH du Groupe depuis 2022 et s'est poursuivie depuis lors. Depuis le lancement de l'outil "Sezame" (voir ci-dessus), cette formation inclut également le process éthique et *compliance* (*due diligence* éthique) dans l'outil et met l'accent sur la sécurisation des données candidat récoltées.

3.1.4.1.7 Contrôles et certifications [G1-3 18a]

Le suivi de la mise en œuvre de la politique en matière d'éthique et de *compliance* repose sur une procédure de conformité annuelle. Dans ce cadre, les *Ethics & Compliance Officers* produisent un rapport de conformité éthique faisant état des travaux et progrès réalisés par leur entité en la matière. Ce rapport est remis à l'entité de rattachement. Il est accompagné d'une lettre de conformité du manager certifiant son engagement envers le dispositif éthique et *compliance* pour son organisation.

Cette procédure de conformité s'intègre dans une procédure de contrôle plus globale. Celle-ci repose notamment sur les campagnes annuelles du contrôle interne qui évaluent le niveau de mise en œuvre des politiques éthiques et *compliance*. Elle s'appuie également sur les contrôles des politiques qui sont intégrées dans les campagnes d'audit interne.

Le Groupe est également engagé dans des audits externes de son dispositif éthique et *compliance*. Ainsi, il a obtenu la certification anticorruption délivrée par le cabinet Mazars et par l'ADIT en 2015 et la certification ISO 37001 délivrée par les organismes de certification accréditées ETHIC'Intelligence (désormais Speeki Europe) en 2018 (renouvelée en 2019 et 2020) et EuroCompliance en 2021 (renouvelée en 2022 et 2023) et 2024. Tous ces audits sont effectués au niveau du Groupe et dans plusieurs entités opérationnelles représentatives des activités du Groupe.

[G1-3 20, MDR-P 65f] Les pages internet du Groupe dédiées à l'éthique et à la *compliance* présentent le dispositif de contrôle décrit ci-dessus en plus de détail : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositifs-de-controle.

3.1.4.1.8 Actions et ressources dédiées [G1-4]

Le dispositif décrit ci-dessus vise à prévenir et traiter tout incident éthique, y compris tout incident de corruption, de violation du droit de la concurrence et/ou d'embargos ou de sanctions internationales, qu'il soit significatif ou non.

Conformément aux principes décrits ci-dessus, le dispositif du Groupe prévoit que tout incident avéré donne lieu à une réponse disciplinaire ou commerciale selon le cas et à une évaluation des mesures nécessaires pour en prévenir la réitération assortie le cas échéant de mesures correctives (voir Section 3.1.4.1.5, "Conséquences et sanctions en cas d'incident éthique avéré").

3.1.4.1.9 KPIs et cibles [G1-4]

[G1-4 24a] Le Groupe n'a pas été confronté à des condamnations ou à des amendes pour violation des lois anticorruption qui seraient qualifiées comme significatives en 2024.

[G1-4 24b] Le Groupe n'a pas été confronté à des violations de ses procédures ou des standards anticorruption auxquels il adhère qui seraient qualifiées comme significatives en 2024.

3.1.4.2 Achats durables (ESRS G1)

3.1.4.2.1 Développer les achats responsables

IROs matériels

En matière d'achats responsables, les IRO matériels retenus suite à une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif** : Détérioration des qualités environnementales et sociales des sources d'approvisionnement d'énergie alternatives achetées dans un contexte d'instabilité du marché et de rareté des ressources.
- **Impact positif** : Contribution à la diffusion des pratiques éthiques et durables du Groupe par l'engagement des fournisseurs et partenaires dans la démarche de développement durable du Groupe (ex : sélection de fournisseurs sur la base de critères RSE, fournisseurs de l'ESS ou d'entreprises adaptées…).
- **Risque** : Baisse de la compétitivité si les concurrents ne se fixent pas les mêmes exigences en termes de pratiques éthiques et durables.

Achats hors énergie

Stratégie, politique et processus [G1-2]

ENGIE a développé une stratégie proactive pour renforcer la résilience de la chaîne d'approvisionnement dans un environnement géopolitique et réglementaire en pleine mutation. Dans un contexte de tensions géopolitiques internationales, le Groupe est confronté à des retards logistiques, à des pressions sur les prix, à des pays sous embargo, à des barrières commerciales (par exemple, *l'Inflation Reduction* Act) et doit également respecter les réglementations sur les Droits de l'Homme en vigueur (par exemple, le *Uyghur Forced Labor Prevention Act*).

[G1-2 15a] La durabilité des achats, et plus généralement de toute la chaîne d'approvisionnement du Groupe, implique d'intégrer des pratiques éthiques et durables tout en maintenant la compétitivité des activités du Groupe. L'appréhension de cet enjeu essentiel s'articule autour de trois piliers :

- l'impact des achats sur les émissions carbone et sur le climat : les achats ont un rôle clé dans l'atteinte par le Groupe de ses engagements en matière de décarbonation (objectif Net Zéro Carbone en 2045, trajectoire *well-below 2°C* d'ici 2030, etc.) ;
- l'impact des achats sur la nature (eau, biodiversité, polluants, déchets, etc.) est un sujet dont l'importance croît fortement ;
- l'impact humain des achats (achats inclusifs, impact sur les communautés, droits humains de la chaîne d'approvisionnement, santé des travailleurs, etc.).

[MDR-P 65a] Pour porter cette ambition, la fonction Achats a structuré son système de management autour de trois documents clés :

- **la Charte Achat** définit les engagements et les attente d'ENGIE en matière de droits humains et intègre des critères ESG dans la sélection des fournisseurs ;
- **la Gouvernance Achat** pose 12 règles définissant les principes de gestion des dépenses externes et l'organisation des Achats ;
- **le Code de conduite éthique** engage tous les collaborateurs à agir avec intégrité, transparence et responsabilité, en rejetant toute forme de corruption et en respectant les droits humains, les lois et l'environnement.

[MDR-P]	Politique Achat
Champ d'application [MDR-P, 65b]	Les principes s'appliquent à l'ensemble de la chaine d'approvisionnement et à l'ensemble des salariés du Groupe concernés.
Responsable de la mise en œuvre [MDR-P, 65c]	La Direction des Achats est chargée de la mise en œuvre de la politique sous la responsabilité du Chief Procurement Officer du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P, 65d]	Les documents structurant la politique Achat sont alignés avec : • la Convention des Nations Unies contre la corruption ; • le *US Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA) ; • le *UK Bribery Act* ; • la loi Sapin II ; • les conventions de l'OIT et de l'OCDE sur la lutte contre la corruption ; • les autres réglementations relatives aux droits de l'homme comme par exemple le *Uyghur Forced Labor Prevention Act*.
Modalités de mise à disposition de la politique [MDR-P, 65f]	• **Code de conduite et Charte Achat** : accessibles à l'ensemble des fournisseurs et partenaires externes sur le site internet du Groupe (https://www.engie.com/groupe/relations-fournisseurs/exigences-et-engagements) • **Gouvernance Achat** : à disposition des collaborateurs sur l'intranet du Groupe

[G1-2 15b] L'ensemble des processus opérationnels Achat a des composantes ESG :

- *"Manage the supplier panel"* :
  - Les Fournisseurs clés du Groupe (*Strategic, Preferred, Major*) doivent obtenir une évaluation EcoVadis supérieure à 45/100.
  - À défaut, un plan d'actions correctif doit être établi et suivi tout au long de la relation contractuelle.
- *"Source to contract"* :
  - Le cahier des charges et la grille d'évaluation des offres doivent intégrer des critères ESG pertinents pour le produit ou le service faisant l'objet d'un appel d'offres. Selon les catégories, l'accent sera mis sur les critères Environnementaux ou Sociétaux. Toutes les catégories sont alignées avec les critères de Gouvernance.
  - Intégration d'une clause "Éthique et développement durable" imposant aux fournisseurs de respecter les engagements éthiques et de durabilité d'ENGIE et de collaborer à la mise en œuvre des mesures prévues au Plan de Vigilance. En application de cette clause, ENGIE peut forcer le fournisseur à se faire évaluer par un tiers sur les aspects ESG dans un délai de six mois à compter de la signature du contrat.
- *"Manage the purchase categories"* :
  - La mise en place de stratégies annuelles de management des catégories contenant notamment des leviers ESG à actionner en fonction des caractéristiques et spécificités propres à chacune des catégories d'achat.

La bonne mise en œuvre des processus achats est vérifiée via les processus de contrôle interne et de l'audit interne.

La segmentation du panel fournisseurs d'ENGIE s'appuie sur un mode de gestion différencié.

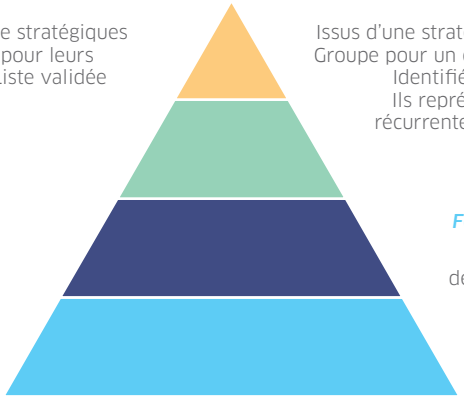
CLASSIFICATION DES FOURNISSEURS

1. Fournisseurs stratégiques
FOCUS ON VALUE AND JOINT GROWTH

Fournisseurs préférentiels identifiés comme stratégiques au niveau Groupe pour une GBU/Direction pour leurs besoins actuels ou leur croissance future. Liste validée par la CPO Groupe.

2. Fournisseurs préférentiels
FOCUS ON VALUE AND PERFORMANCE

Issus d'une stratégie de catégorie, ils font partie d'un panel Groupe pour un certain type d'équipements ou de services. Identifiés et gérés par le responsable de catégorie. Ils représentent une part importante des dépenses récurrentes de la catégorie ou sont couverts par une politique/contrat de catégories de groupe



3. Fournisseurs majeurs
FOCUS ON DELIVERY AND PERFORMANCE

Identifiés et gérés par les Hub et les pays. Ce sont des fournisseurs importants dans une ou plusieurs geographies :

- Fournisseur représentant une part significative des dépenses récurrentes de la géographie ; et/ou
- Fournisseurs clés pour l'activité dans une géographie spécifique ; et/ou
- Founisseurs potentiels pour avoir un statut Préférentiel.

4. Fournisseurs transactionnels
FOCUS ON EFFICIENCY AND PERFORMANCE

Gérés au niveau des entités, ce sont des fournisseurs avec des dépenses limitées et localisées. Il existe des sources alternatives d'approvisionnement et les coûts de changement sont faibles Profil : nombre élevé de bons de commande de valeur moyenne ou faible.

Les informations contenues dans ce schéma sont issues du processus Achat Source to Contract (S2C)

[G1-2 15b] Tous les Fournisseurs sont évalués sur leur performance ESG lors du processus de qualification et tout au long de la relation contractuelle:

- **Pondération des critères d'évaluation des Fournisseurs dans les appels d'offre** : La performance ESG peut représenter environ 15% pour les plus gros contrats dans l'évaluation des Fournisseurs lors des appels d'offre
- **Les Fournisseurs clés doivent être évalués par le partenaire ESG du Groupe, EcoVadis, à travers quatre dimensions** : l'environnement, l'éthique, le travail et les droits humains et les achats durables. Ces fournisseurs doivent obtenir une note supérieure à 45/100 qui correspond au niveau de risque maitrisé du risque ESG. A défaut, le fournisseur doit mettre en œuvre un plan d'action correctif qui est piloté directement à partir de la plateforme digitale du partenaire par les acheteurs, les *contracts managers* et les Fournisseurs.

Par ailleurs, ENGIE s'est fixé pour objectif de réduire l'empreinte carbone de ses fournisseurs en ayant 100% des top 250 fournisseurs préférentiels certifiés et/ou alignés avec les objectifs SBTi en 2030

Actions et ressources dédiées

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Mise en place d'une politique Compliance au sein de la Direction des Achats	Action menée en 2024	La politique Compliance vise une réduction significative des risques de non-conformité, une amélioration de la transparence et de la traçabilité des transactions, ainsi qu'une augmentation de la confiance des parties prenantes. De plus, cette politique contribue à l'optimisation des coûts en évitant les pénalités et les litiges, tout en renforçant la réputation de l'entreprise en tant qu'acteur responsable et éthique sur le marché	• *Due diligence* effectuée par Category Manager/CPO des entités avant contractualisation • Évaluation Ecovadis en complément sur les questions droits humains, environnement et éthiques • Engagement écrit du fournisseur à respecter les principes proclamés par le *Modern Slavery Act* qui vise à lutter contre l'esclavage moderne et la traite des êtres humains • Clauses contractuelles renforcées par le biais de la Clause Éthique	Annuelle
Déploiement de la politique d'achats inclusifs en France	Action menée en 2024	Depuis 2022, le Groupe a souhaité développer les achats dits inclusifs ou solidaires et décline son approche par pays en fonction du contexte et de la réglementation locale. En France, l'accent a notamment été mis sur le recours aux fournisseurs des secteurs du travail protégé et adapté (STPA) ainsi que du secteur de l'insertion par l'activité économique (SIAE). La Politique Achats Inclusifs France vise à augmenter les dépenses du Groupe auprès des fournisseurs issus du STPA et du SIAE mais également à favoriser le recours à des PME indépendantes ou des entreprises implantées dans des quartiers prioritaires de la ville (QPV) ou des zones de revitalisation rurale (ZRR). Cette démarche a vocation à encourager les autres régions du Groupe à lancer des initiatives similaires.	Mise en place d'une politique en France pour définir les secteurs d'actions (STAP, SIAE, QPV, ZRR), les objectifs Groupe et le pilotage des actions	Annuelle
Déploiement de la démarche de réduction de l'empreinte carbone de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement	Action menée en 2024	Une politique de décarbonation des achats permet une diminution significative des émissions de gaz à effet de serre associées aux processus d'achat, une amélioration de l'efficacité énergétique et une adoption accrue de pratiques durables par les fournisseurs.	L'ensemble des acheteurs du Groupe sont formés, des incitations sont introduites dans les score cards du management sur la prise en compte du carbone, la maturité des fournisseurs principaux est analysée, des dialogues approfondis avec les fournisseurs les plus avancés sont engagés et un accompagnement privilégié est également réalisé auprès d'un certain nombre de PME françaises car la transition se doit d'être une Transition juste et équitable.	Annuelle

Cibles

Cibles	Critère [MDR-M 75]	Résultats 2024	Objectif 2025	Objectif 2030	Méthodologie [MDR-M 77a]	Vérification externe [MDR-M 77b]
Décarbonation des principaux Fournisseurs	Top 250 Fournisseurs Préférentiels alignés ou certifiés SBTi	44%	25%	100%	Les fournisseurs doivent être certifiés ou avoir obtenu le statut "Committed SBTi" depuis moins de deux ans et être classés sur la "Liste A Climat" du CDP.	SBTi CDP
Développer les achats responsables	Indice de 100 sur les achats responsables (hors énergie)	59	70	100	Évaluation ESG et achats inclusifs	EcoVadis

Achats d'énergie [G1-2 15a, 15b]

ENGIE joue un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement énergétique dans les zones où il opère. De ce fait, le Groupe doit diversifier ses sources d'approvisionnement afin de garantir la résilience de son approvisionnement, d'autant plus lorsque l'instabilité politique et/ou la limitation des ressources font évoluer la situation des marchés de l'énergie. En décembre 2021, Les tensions sur ces marchés ont rendu la stratégie de diversification des sources d'approvisionnement d'autant plus pertinente. La stratégie de diversification s'appuie sur un portefeuille de contrats à long terme, car il est du devoir du Groupe devoir d'assurer la sécurité d'approvisionnement de ses clients et de ses activités.

La modification des ressources peut entraîner une modification des risques ESG potentiels et des mesures d'atténuation doivent être prises. L'impact ESG est considéré comme un élément clé dans la décision de conclure ou non une transaction spécifique. Les relations contractuelles à long terme permettent de renforcer ces relations, de mettre en œuvre des initiatives ESG et d'assurer leur suivi sur le long terme.

Politiques et processus [G1-2 15a, 15b]

Les politiques et le processus de gestion des risques sociaux et environnementaux liés aux activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE ainsi que la responsabilité de la mise en place des politiques et processus sont décrits au paragraphe 3.1.3.4 Travailleurs de la chaîne de valeur (Energie)

Stratégie ESG sur l'approvisionnement en gaz naturel

En plus de l'approche ESG générale, GEMS a développé une stratégie globale dédiée pour l'approvisionnement en gaz de schiste (américain) pour lequel il est nécessaire de prendre en compte son impact environnemental et social. Les informations publiques et confidentielles disponibles sur les performances des contreparties sont un élément clé dans la décision de conclure ou non une transaction spécifique. Le Groupe choisit des producteurs capables d'offrir les meilleures garanties en termes de traçabilité des émissions et de suivi environnemental de leur activité, de préférence auditée par des tiers indépendants. L'établissement de relations contractuelles à long terme avec les fournisseurs permet au Groupe de renforcer ces relations sur la base d'un suivi à long terme et de la mise en œuvre d'initiatives ESG.

Stratégie de sortie du charbon

Conformément à la politique du groupe ENGIE de quitter les activités d'électricité à base de charbon en Europe en 2025 et dans le monde en 2027, ENGIE a arrêté les activités de gestion de l'énergie qui soutiennent la chaîne d'approvisionnement en charbon.

Actions et moyens dédiés [G1-2 15a, 15b]

Les actions et les ressources en faveur de l'approvisionnement en énergie durable sont décrites dans la Section 3.1.3.4 "Travailleurs de la chaîne de valeur (Energie)".

RECOSI

Pour soutenir sa stratégie d'approvisionnement en énergie durable, ENGIE est devenu membre de l'Initiative d'approvisionnement responsable en matières premières (RECOSI). RECOSI est une organisation associative qui se consacre à guider et à soutenir ses membres dans leur *due diligence* des chaînes d'approvisionnement, et à soutenir les producteurs dans l'amélioration de leur performance ESG. ENGIE participera au programme RECOSI Gas et, avec d'autres membres, s'engage à respecter des normes élevées de performance ESG dans la chaîne d'approvisionnement en gaz.

ENGIE Energia Chile participe au programme Bettercoal de RECOSI pour démontrer son engagement à promouvoir des pratiques plus respectueuses de l'environnement et des droits humains au sein de la chaîne d'approvisionnement du charbon tant que le charbon doit être obtenu.

KPI et données

ENGIE est en train de définir des indicateurs liés à la détérioration des qualités environnementales et sociales des sources alternatives de la chaîne d'approvisionnement achetées dans un contexte d'instabilité des marchés et de raréfaction des ressources. Ces mesures seront divulguées lorsqu'elles seront définies.

3.1.4.2.2 Garantir des pratiques de paiement durables [G1-2, G1-6]

IROs matériels

En matière de pratiques de paiement durables, l'IRO matériel retenu est :

- **impact positif** : Contribution à la solvabilité de nos fournisseurs par nos pratiques de paiement.

Stratégie, politique et processus [G1-2]

[G1-2 14] Le Groupe renforce actuellement son processus de collecte et de fiabilisation des données nécessaires pour déterminer les indicateurs en matière de délais de paiement conformément la norme ESRS G-1.

Par ailleurs, la politique du Groupe en matière de délais de paiement des factures aux fournisseurs consiste à suivre les délais prescrits par la réglementation (qui diffère suivant chaque pays).

Le Groupe exerce une attention particulière sur la situation des PME, plus exposées aux risques de trésorerie. Lors de l'enquête sur les pratiques de paiement des grands comptes envers les PME françaises effectuée par Pacte PME en 2023, ENGIE avait été cité parmi les entreprises les plus vertueuses sur ce point.

[MDR-P 62]. La Charte Achats d'ENGIE souligne son engagement en matière de respect des délais de paiement de ses fournisseurs conformément aux lois et réglementations en vigueur dans tous les pays où opère le Groupe. Le contenu de la Charte est détaillé dans la Section 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie)".

Pour plus d'informations sur les délais de paiement voir Section 6.1.1.5 "Comptes sociaux".

Actions et ressources dédiées

Pour garantir que les pratiques de paiement durables soient respectées, ENGIE a déployé un ensemble d'actions concrètes comme la numérisation des processus de facturation, qui permet un traitement plus rapide et plus transparent des paiements.

De plus, ENGIE a mis en place un suivi rigoureux des délais de paiement afin de s'assurer que les objectifs de paiement durable soient atteints. Les équipes financières collaborent étroitement avec les services d'achats pour garantir le respect des engagements envers les fournisseurs et pour identifier rapidement toute anomalie dans le processus de paiement.

KPIs et cibles [G1-6]

[MDR-T 81a] À l'heure actuelle, ENGIE ne dispose pas des indicateurs consolidés répondant aux exigences des ESRS. Le Groupe étudie les modalités opérationnelles pour être en mesure de collecter les informations nécessaires à la publication de ces indicateurs.

3.1.4.3 Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle [information spécifique]

3.1.4.3.1 Cybersécurité

L'exercice de la double matérialité a identifié les IROs suivant en lien avec la cybersécurité :

- Impact négatif : accidents industriels et/ou nucléaires majeurs, y compris les incidents liés aux **cyberattaques**, affectant les personnes, les biens et l'environnement.
- Impact positif : continuité des services essentiels pour les utilisateurs grâce à des installations et sites efficacement sécurisés et **cybers protégés**.
- Risque : atteinte à la réputation du groupe en cas d'accident industriel et/ou nucléaire, ou de violation de données ou de sûreté résultant d'une **cyberattaque**.

Politique de cybersécurité

L'utilisation de technologies modernes (cloud, intelligence artificielle, objets connectés, plateformes digitales, etc.) et les nouveaux usages (mobilité, télétravail, etc.) dans un contexte de digitalisation des activités métiers (pilotage des moyens de production en temps, supervision des infrastructures, etc.) mais aussi des processus administratifs impactent l'exposition du Groupe au risque de cybersécurité. En cas de cyber attaque, cela pourrait conduire à des risques d'interruption de service ou de perte de productivité, ainsi qu'à des impacts humains et environnementaux.

La performance du Groupe dans le domaine de la cybersécurité participant à sa performance opérationnelle, le Groupe s'organise afin de permettre à chaque client, employé et prestataire d'évoluer dans un climat de confiance numérique pour se prémunir contre les risques potentiels de cybersécurité.

Pour adresser ce risque, ENGIE s'est doté d'un ensemble de politiques et standards cybersécurité chapeautée par la politique Groupe de cybersécurité. Cette politique, signée par la Directrice Générale et la Directrice Générale Adjointe, en charge de la data, du digital et de l'IT, est applicable à tout le Groupe et ses entités pour l'ensemble des Technologies de l'Information (IT) et des Technologies Opérationnelles (OT), et ceci pour toutes les parties prenantes qui interagissent avec ces technologies (clients, employés, fournisseurs, prestataires, etc.). Son implémentation est assurée par le Directeur Sécurité des Systèmes d'Information (DSSI) du Groupe. La politique définit notamment :

- quatorze principes Cybersécurité devant être connus de tous et portant sur la gouvernance de la cybersécurité, la mobilisation de ressources humaines et financières, la sensibilisation des personnes, la gestion du risque et des parties tierces, la sécurisation des infrastructures et des actifs, ainsi que leur maintien en conditions de sécurité, la gestion des accès logiques, la sécurité dans les projets et des développements logiciels, la sécurisation des actifs industriels, la résilience des activités, l'audit et le contrôle, et la mise en conformité réglementaire ;
- la filière, son organisation et sa gouvernance ;
- le corpus documentaire (Politiques thématiques, standards, guidelines) et les processus clés (gestion d'incident, gestion de crise, dérogation, conformité et audit).

Plan d'actions

Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques :

Description de l'action [MDR-A 68a]	Type d'action [MDR-A 68a]	Résultats attendus [MDR-A 68a]	Champs d'application [MDR-A 68b]	Horizon temporel [MDR-A 68c]
Mise en œuvre d'un programme annuel de Cybersécurité à l'échelle du Groupe	Action récurrente	• Surveillance opérationnelle des infrastructures IT, industrielles et solutions digitales • Mise en œuvre et maintien des solutions de cybersécurité obligatoires déployées par le Groupe sur les périmètres IT, industriel et digital • Veille permanente et adaptation des dispositifs de cybersécurité et solutions face aux menaces • Évaluation de la conformité des entités et sites industriels aux exigences du Groupe et aux réglementations en vigueur	Le Groupe et ses entités	Programme annuel

Le programme de Cybersécurité est mis en œuvre annuellement et permet une adaptation et un développement des dispositifs de protection et surveillance du groupe ENGIE aux évolutions de la menace, du contexte interne (organisation, M&A, etc.) et aussi réglementaire.

Sa mise en œuvre est globale et s'appuie sur l'organisation de la filière cybersécurité du Groupe par métier et géographie.

Au regard du caractère sensible de ces informations, les aspects plus opérationnels de la gestion d'incidents de cybersécurité ne peuvent être divulgués.

La gestion globale du risque cybersécurité est décrite dans la Section 2.2.5.2.

Indicateurs

La cybersécurité, en tant que priorité pour ENGIE, est fréquemment surveillée et rapportée à différents niveaux managériaux. Les indicateurs et faits marquants/incidents sont revus hebdomadairement par les DSI (Directeur des Systèmes d'Information) de la filière Digital & IT et RSSI du Groupe et mensuellement en Comité Exécutif.

À titre d'exemple, un des indicateurs principaux, est le score Bitsight qui permet de surveiller l'exposition cyber externe du groupe ENGIE. Ce score proposé par une agence de cyber notation permet d'avoir un contrôle indépendant de son niveau d'exposition.

À date du 31/12/2024, le score Bitsight du groupe ENGIE est de 780 points plaçant le Groupe dans la catégorie "Advanced" conformément à la cible fixée.

3.1.4.3.2 La sûreté des personnes, des sites et des informations

Impact, risques et opportunités

L'implantation internationale du Groupe peut exposer un certain nombre de ses collaborateurs ou sous-traitants à des risques sanitaires et sécuritaires. Par ailleurs, les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, peuvent également être exposés à des actes de malveillance pouvant impacter la sécurité des personnes. Enfin, l'information, constitutive de son patrimoine immatériel, qu'elle soit sur support informatique, physique ou transmise oralement, peut également être exposée à des actes de malveillance pouvant exposer le Groupe à une perte de valeur ou affecter la réputation du Groupe.

La performance du Groupe dans le domaine de la sûreté participe à sa performance opérationnelle, en permettant à chaque employé ou prestataire d'intervenir dans un climat de confiance sur les sites et les zones géographiques où le Groupe opère et en préservant le Groupe de fuites d'informations sensibles pouvant affecter sa compétitivité ou sa réputation.

Politiques de sûreté et de protection de l'information

Le Groupe met en œuvre une politique de protection des personnes et des patrimoines matériels et immatériels qui a été complétée en 2024 par une politique spécifique dédiée à la protection de l'information.

Par ailleurs, le Groupe publie des règles de sûreté applicable aux personnes en mobilité internationale (expatriés et voyageurs d'affaires) ainsi que des standards de protection de sites.

Processus

La maîtrise des risques de sûreté est assurée par la mise en œuvre d'un système de management de la sûreté, processus complet qui vise notamment à identifier les risques et à les traiter en déclinant des plans d'actions adaptés qui prennent en compte le retour d'expérience, dans une logique d'amélioration continue.

La sûreté est intégrée au processus ERM (*Entreprise Risk Management*) du Groupe et inscrite au programme de contrôle interne (INCOME/COR8b).

La direction de la sûreté et de l'intelligence économique assure la gouvernance de la fonction Sûreté et anime, au sein du Groupe, la filière des *Chief Security Officers* (CSOs) et des *Country Security Managers* (CSMs) qui sont chargés de décliner et mettre en œuvre les politiques sûreté au sein du Groupe.

La direction de la sûreté assure également une mission de contrôle de second niveau. Des audits sûreté externes sont aussi menés sur certaines installations.

Plan d'actions

Les zones d'opération du Groupe font l'objet d'une classification à laquelle correspondent des mesures particulières de prévention et de protection, adaptées en fonction des risques. Pour mener à bien cette mission, le Groupe s'appuie sur les services des administrations compétentes (police, justice,...) mais aussi sur des prestataires spécialisés.

À titre d'illustration sont déployés :

- des outils contribuant à la formation, à l'information, au suivi et à l'assistance des collaborateurs ;
- un système d'alerte, d'analyse et de prévention actualisé de façon permanente par des prestataires spécialisés et reconnus ;
- une remontée des incidents au niveau de la direction sûreté au travers d'un outil de reporting (MySecurityIncident) et un traitement systématique. Le Groupe se coordonne avec des prestataires (International SOS, Seerist, etc.) pour la gestion des risques sécuritaires et sanitaires.

Concernant le patrimoine matériel, les sites font l'objet de mesures de protection adaptées au contexte local et révisées selon l'état de la menace. Le Groupe a mis en place un système de recensement et de remontée des incidents afin de mieux évaluer les risques et de renforcer la prévention, en vue de limiter les impacts en cas de survenance d'un acte de malveillance. Leur analyse permet d'élaborer les actions nécessaires, stratégiques et opérationnelles, de prévention et de mitigation.

Concernant l'anticipation des menaces vis-à-vis du patrimoine matériel, le Groupe assure pour le compte des entités et pays :

- une veille sur les menaces visant les installations du Groupe. Les éléments recueillis sont transmis au responsable sûreté des entités concernées qui est chargé de prendre les mesures conservatoires urgentes et pérennes permettant d'assurer la protection des installations visées ;
- une veille sur les "risques pays" afin d'anticiper la menace et d'ajuster le niveau des mesures de protection ;
- la diffusion de standards relatifs aux mesures de protection de certains types d'installation.

Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources en fonction de la nature des activités et des besoins spécifiques de la région, du pays et/ou de l'entité. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, de l'achat ou location des équipements et des matériels de sûreté, ainsi que des coûts externes pour sécuriser ses sites et infrastructures selon la nature des activités ou risques associés. Comme indiqué précédemment, ces coûts sont définis et adaptés localement mais au niveau du Groupe, ils sont considérés comme ayant un impact non significatif.

En matière de protection des informations, le Groupe s'adapte en permanence avec pour objectifs :

- de sensibiliser les collaborateurs. Un *e-learning* consacré à la protection des informations, intégré à la "licence to operate", a été mis en ligne sur l'Intranet Groupe en 2024 et des sessions de sensibilisations dédiées ont été organisées dans les entités ;
- de traiter les incidents constatés ;
- de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation et à l'utilisation frauduleuse de données sensibles.

3.1.4.3.3 Sécurité industrielle

Les activités du Groupe peuvent conduire à des accidents industriels et/ou nucléaires majeurs, y compris les accidents causés ou liés à une cyberattaque, affectant les personnes, les biens et l'environnement.

L'excellence opérationnelle du Groupe lors de l'exploitation d'actifs industriels pour son propre compte ou celui de clients permet d'assurer la prévention des dommages aux personnes et aux biens ainsi que la continuité des services essentiels pour les utilisateurs finals grâce à un haut niveau d'exploitation et de maintenance des installations industrielles, de sûreté des sites et de cybersécurité industrielle.

En matière de sécurité industrielle, il convient de distinguer la sécurité des actifs industriels hors centrales nucléaires et la sécurité des centrales nucléaires, dite "sûreté nucléaire".

Sécurité industrielle hors sûreté nucléaire

Politiques de sécurité industrielle

La sécurité industrielle des installations sur lesquelles le Groupe intervient est une de ses préoccupations majeures. Le traitement de ces risques fait l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques, et des audits des installations concernées sont conduits régulièrement.

Les différentes filiales et entités du Groupe qui exploitent des actifs industriels ont défini et mis en œuvre des politiques de sécurité industrielle spécifiques adaptées à ces activités. Le Directeur Général de la filiale ou de l'entité est responsable de la mise en œuvre de la politique de sécurité industrielle.

Plans d'actions

Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre des réglementations de sécurité, dont la directive européenne dite "Seveso III".

La maîtrise des risques de sécurité industrielle est assurée par la mise en œuvre de systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue. Ces systèmes visent à diminuer le niveau de risque résiduel en traitant en priorité les risques les plus élevés.

Des plans d'actions sont définis et mis en œuvre par les filiales et entités qui exploitent des actifs industriels intégrant le retour d'expérience dans une logique d'amélioration continue.

Par ailleurs, la sécurité industrielle est intégrée de manière spécifique dans les programmes d'audit et de contrôle interne (INCOME) du Groupe.

ENGIE mandate des experts externes pour auditer ses actifs industriels majeurs.

Des audits réguliers sont réalisés par les autorités compétentes locales.

La protection des systèmes de contrôle industriels est intégrée au déploiement de la politique de sécurité des systèmes d'information du Groupe.

Indicateurs : nombre d'événements majeurs

Les filiales qui exploitent des actifs industriels suivent les incidents et accidents liés à la sécurité industrielle.

L'indicateur retenu au niveau du Groupe est le nombre d'événements majeurs survenus dans l'année.

Le 10 octobre 2024 dans la ville de Madero au Mexique s'est produite une explosion de gaz dans un stand de restauration de rue suite à l'accumulation de gaz lié à une fuite sur le réseau de distribution de gaz naturel exploité par le Groupe. Trois personnes qui se trouvaient dans le stand de restauration ont été blessées, avec des brûlures aux premier et troisième degrés. L'une des personnes est décédée en raison d'une infection qui n'a pu être maitrisée. Plusieurs expertises externes ont été diligentées pour déterminer les causes de l'accident. Le Groupe a mis en place une mission d'expertise interne destinée à tirer tous les enseignements de cette explosion.

Sûreté nucléaire

Politique de sûreté nucléaire et de radio protection

Electrabel, seule entité du Groupe opérateur de centrales nucléaires, met en œuvre une politique de sûreté nucléaire et de radio protection destinée à protéger le public, les travailleurs intervenant sur les sites et l'environnement. La mise en œuvre de cette politique est suivie par le Conseil d'Administration d'Electrabel S.A.

Cette politique se base sur trois piliers :

- **le management des risques**, intégrant le suivi proactif du développement de nouvelles lois et directives en matière de sûreté nucléaire et leur respect scrupuleux ;
- **l'amélioration continue** en évaluant en permanence les performances de sûreté nucléaire, en se référant aux normes nationales et internationales, en définissant des plans d'amélioration, en tirant en permanence les leçons du retour d'expérience tant en interne qu'en externe et en impliquant activement tous les collaborateurs dans ce processus d'amélioration continue ;
- **la mesure permanente de l'efficacité de la politique** de sûreté nucléaire au travers de contrôles indépendants internes et externes conduisant à la mise en œuvre d'actions d'amélioration sur la base des recommandations émises, et au travers d'un dialogue permanent avec les autorités et les autorités de sûreté comme avec toutes les autres parties prenantes.

Plans d'actions

Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel conforme aux standards extrêmement élevés de la profession, tels que les normes de sûreté de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA), qui s'exerce à plusieurs niveaux :

- le Rapport de Sûreté (sous la forme d'Arrêté Royal de droit belge) fixe notamment les structures de contrôle du design, des procédures d'exploitation et définit l'organisation et les ressources humaines dédiées ;
- les principes de sûreté sont intégrés dans la gestion opérationnelle des centrales ;
- le respect de ces principes fait l'objet d'une supervision managériale et de contrôles indépendants des organisations opérationnelles, réalisés par le département de sûreté nucléaire (appelé le Service de Contrôle Physique en droit belge) qui dépend directement du Directeur Général d'Electrabel S.A. ;
- le Service de Contrôle Physique peut s'appuyer sur des points de contrôles nombreux, documentés et quantifiés, ainsi que sur des audits.

Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire a une qualification adéquate et est sensibilisée à sa responsabilité personnelle vis-à-vis de la sûreté nucléaire. Dans l'exploitation, le respect des consignes de sûreté, de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles internes par le Service de Contrôle Physique et par l'AFCN, autorité de sûreté nucléaire belge, assistée par Bel-V, sa filiale d'appui technique. Par ailleurs, Electrabel prend en compte les retours d'expérience et les "peer review" périodiques externes du *World Association of Nuclear Operators* (WANO). De plus, le risque terroriste est traité avec les autorités compétentes de l'État belge. Les deux sites nucléaires sont certifiés OHSAS 18001, ISO 45001, ISO 14001 et EMAS.

Indicateurs

Depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'ont jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement.

Electrabel suit les incidents significatifs (de niveau supérieur à trois sur l'échelle INES, *International Nuclear Event Scale*) dans le monde. En 2024, il ne s'est pas produit d'incident significatif sur les centrales de Doel et de Tihange.

3.1.5 Annexes

3.1.5.1 Informations incorporées au moyen de renvois [ESRS-2 BP-2 16]

Norme ESRS	Exigence de publication	Point de donnée	Référence
ESRS 2	**GOV-1** - Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	20 ; 21a, b, c, d, e	Section 4.1.1
			Sections 4.1.2.2 à 4.1.2.4
			Section 4.1.1.7
			Section 4.1.3
		20c, 23a	Section 4.1.1.7 /Sections 4.1.1.9 et 4.1.2.3
ESRS 2	**GOV-3** - Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes d'incitation	GOV-3 29a, e	Sections 4.2.1.2 (Rémunération variable 2024) et 4.2.3.2
ESRS 2	**GOV-2** - Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et questions de durabilité traitées par ces organes	GOV-2 24, 25, 26a, b, c	Section 4.1.2.4 (Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable)
ESRS 2	**SBM-3** - Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	48d	Note 1.3.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
ESRS E1	**SBM-3** - Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	19c	Sections 2.2.2 et 2.2.3
ESRS E5	**E5-2** - Actions et ressources relatives à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	MDR-A 69b, 69c	Note 17.2.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"
ESRS G1	**G1-6** - Gestion des relations avec les fournisseurs	MDR-P 62	Section 6.1.1.5

3.1.5.2 Exigences de publication au titre des ESRS couvertes par l'état de durabilité [ESRS-2 IRO-2]

[IRO-2 59] Suite à la détermination des impacts, risques et opportunités matériels, le Groupe a apprécié la matérialité et pertinence de chaque exigence de publication, puis de chaque point de donnée.

Norme ESRS	Exigence de publication	Référence
ESRS 2	**BP-1** – **BP-2** - Base de préparation	Section 3.1.1.1
ESRS 2	**GOV-1** – **GOV-5** - Gouvernance	Sections 3.1.1.3 et 3.1.1.5
ESRS 2	**SBM-1** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.1.2 et Section 3.1.1.4.2
ESRS 2	**IRO-1** - **IRO-2** - Gestion des impacts, risques et opportunité	Sections 3.1.1.4 et 3.1.5
ESRS 2	**MDR-P/A/M/T** - Exigences de publication minimale sur les politiques, actions, indicateurs et cibles	Chaque ESRS thématique
ESRS E1	**ESRS 2 SBM-3** – Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.1.2.1.1
ESRS E1	**ESRS 2 IRO-1** – Description des processus permettant d'identifier et d'évaluer les impacts, risques et opportunités matériels liés au changement climatique	Section 3.1.2.1.1
ESRS E1	**ESRS 2 GOV-3** – Intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation	Section 3.1.2.1.2
ESRS E1	**E1-1** – **E1-8**	Sections 3.1.2.1.2 à 3.1.2.1.4 et 3.1.2.1.6
ESRS E1	**E1-9** - Effets financiers attendus des risques physiques et de transition matériels et opportunités potentielles liées au climat	Disposition transitoire
ESRS E2	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités liés à la pollution	Section 3.1.2.2.2

Norme ESRS	Exigence de publication	Référence
ESRS E2	**E2-1 – E2-4**	Section 3.1.2.2.2
ESRS E2	**E2-4 28 a** : Rejet dans l'eau et dans le sol par polluant figurant à l'annexe II du règlement (CE) no 166/2006 du Parlement européen et du Conseil	Non disponible (1)
ESRS E2	**E2-5** – Substances préoccupantes et substances extrêmement préoccupantes	Non matériel
ESRS E2	**E2-6** – Effets financiers attendus d'impacts, risques et opportunités liés à la pollution	Disposition transitoire
ESRS E3	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés aux ressources hydriques et marines	Section 3.1.2.2.3
ESRS E3	**E3-1** – **E3-4**	Section 3.1.2.2.3
ESRS E3	**E3-5** – Effets financiers attendus d'impacts, risques et opportunités liés aux ressources hydriques et marines	Disposition transitoire
ESRS E4	**ESRS-2 SBM-3** – Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.1.2.2.4
ESRS E4	**ESRS-2 IRO-1** - Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.1.2.2.4
ESRS E4	**E4-1** – **E4-5**	Section 3.1.2.2.4
ESRS E4	**E4-3** - Impacts financiers (coûts directs et indirects), en termes monétaires, des mesures de compensation de la perte de biodiversité	Non Disponible (1)
ESRS E4	**E4-6** – Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à la biodiversité et aux écosystèmes	Disposition transitoire
ESRS E5	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.1.2.2.5
ESRS E5	**E5-1** – **E5-4**	Section 3.1.2.2.5
ESRS E5	**E5-5** – Flux de ressources sortants	Section 3.1.2.2.5
ESRS E5	**E5-6** – Effets financiers attendus des impacts, risques et opportunités liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Disposition transitoire
ESRS S1	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.2.1
ESRS S1	**S1-1** – **S1-17**	Sections 3.1.3.1 et 3.1.3.2.1 à 3.1.3.2.6
ESRS S1	**S1-9 66b** - Répartition des salariés par tranche d'âge	Partiellement disponible (1)
ESRS S1	**S1-16 -** Ecart de rémunération entre femmes et hommes et Ratio de rémunération annuelle totale (RRAT) non calculés sur la base de l'ensemble des rémunérations octroyées (ie rémunérations différées et retraite) pour aligner numérateurs et dénominateurs	Partiellement disponible (1)
ESRS S1	**S1- 17 103c** - Le montant total des amendes, des pénalités et de l'indemnisation des dommages résultant des incidents et plaintes, [pour discrimination y compris le harcèlement], ainsi qu'un rapprochement entre ces montants d'argent et le montant le plus pertinent présenté dans les états financiers	Non disponible (1)
ESRS S1	**S1- 17 104b** - Le montant total des amendes, sanctions et indemnisations résultant des cas décrits au point a) ci-dessus [incidents graves en matière de droits de l'homme], et un rapprochement entre les montants ainsi déclarés et le montant le plus pertinent présenté dans les états financiers	Non disponible (1)
ESRS S2	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.3
ESRS S2	**S2-1** – **S2-5**	Sections 3.1.3.1 / 3.1.3.3 / 3.1.3.4
ESRS S3	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.5
ESRS S3	**S3-1** – **S3-5**	Sections 3.1.3.1 / 3.1.3.5
ESRS S4	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.6
ESRS S4	**S4-1** – **S4-5**	Section 3.1.3.6
ESRS G1	**ESRS-2 GOV-1** – Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	Section 3.1.4.1.1
ESRS G1	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'analyse des impacts, risques et opportunités matériels	Section 3.1.4.1.3
ESRS G1	**G1-1– G1-4, G1-6**	Sections 3.1.4.1.4 à 3.1.4.1.7
ESRS G1	**G1-6 33a, b, c, d** - Délais de paiement fournisseurs	Non disponible (1)
ESRS G1	**G1-5** – Influence politique et activités de lobbying	Non matériel

(1) Indicateurs quantitatifs ou montants monétaires non disponibles ou partiellement disponibles pour lesquels des mesures d'amélioration seront mises en œuvre au cours des prochaines publications.

3.1.5.3 Liste des points de données prévus dans les normes transversales et thématiques qui sont requis par d'autres actes législatifs de l'Union [ESRS-2 IRO-2]

Exigence de publication	Point de donnée	Description	Référence SFDR	Référence pillier 3	Référence de règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section [1]
ESRS 2 GOV-1	21d	Mixité au sein des organes de gouvernance	•		•		État de durabilité
ESRS 2 GOV-1	21e	Pourcentage d'Administrateurs indépendants			•		État de durabilité
ESRS 2 GOV-4	30	Déclaration sur la vigilance raisonnable	•				État de durabilité
ESRS 2 SBM-1	40d i	Participation à des activités liées aux combustibles fossiles	•	•	•		État de durabilité
ESRS 2 SBM-1	40d ii	Participation à des activités liées à la fabrication de produits chimiques	•		•		Non matériel
ESRS 2 SBM-1	40d iii	Participation à des activités liées à des armes controversées	•		•		Non matériel
ESRS 2 SBM-1	40d iv	Participation à des activités liées à la culture et à la production de tabac			•		Non matériel
ESRS E1-1	14	Plan de transition pour atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050				•	État de durabilité
ESRS E1-1	16g	Entreprises exclues des indices de référence "accords de Paris"		•	•		État de durabilité
ESRS E1-4	34	Cibles de réduction des émissions de GES	•	•	•		État de durabilité
ESRS E1-5	38	Consommation d'énergie produite à partir de combustibles fossiles ventilée par source d'énergie (uniquement les secteurs ayant une forte incidence sur le climat	•				État de durabilité
ESRS E1-5	37	Consommation d'énergie et mix énergétique	•				État de durabilité
ESRS E1-5	40 à 43	Intensité énergétique des activités dans les secteurs à fort impact climatique	•				État de durabilité
ESRS E1-6	44	Émissions brutes de GES des scopes 1, 2 ou 3 et émissions totales de GES	•	•	•		État de durabilité
ESRS E1-6	53 à 55	Intensité des émissions de GES brutes	•	•	•		État de durabilité
ESRS E1-7	56	Absorptions de GES et crédits carbone				•	État de durabilité
ESRS E1-9	66	Exposition du portefeuille de l'indice de référence à des risques physiques liés au climat			•		Disposition transitoire
ESRS E1-9	66a, 66c	Désagrégation des montants monétaires par risque physique aigu et chronique / Localisation des actifs importants exposés à un risque physique matériel		•			Disposition transitoire
ESRS E1-9	67c	Ventilation de la valeur comptable des actifs immobiliers de l'entreprise par classe d'efficacité énergétique		•			Disposition transitoire
ESRS E1-9	69	Degré d'exposition du portefeuille aux opportunités liées au climat			•		Disposition transitoire
ESRS E2-4	28	Quantité de chaque polluant énuméré dans l'annexe II du règlement E-PRTR (registre européen des rejets et des transferts de polluants)	•				Non disponible
ESRS E3-1	9	Ressources hydriques et marines	•				Non matériel
ESRS E3-1	13	Politique en la matière	•				Non matériel
ESRS E3-1	14	Pratiques durables en ce qui concerne les océances et les mers	•				Non matériel
ESRS E3-4	28c	Pourcentage total d'eau recyclée et réutilisée	•				État de durabilité
ESRS E3-4	29	Consommation d'eau totale en m^3 par rapport au chiffre d'affaires généré par les propres activités de l'entreprise	•				État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 - E4	16a i	-	•				État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 - E4	16b	-	•				État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 - E4	16c	-	•				État de durabilité
ESRS E4-2	24b	Pratiques ou politiques foncières/agricoles durables	•				Non matériel
ESRS E4-2	24c	Pratiques ou politiques durables en ce qui concerne les océans/mers	•				Non matériel
ESRS E4-2	24d	Politique de lutte contre la déforestation	•				Non matériel
ESRS E5-5	37d	Déchets non recyclés	•				État de durabilité
ESRS E5-5	39	Déchets dangereux et déchets radioactifs	•				Non matériel
ESRS 2 - SBM3 - S1	14f	Risque de travail forcé	•				Non matériel

Exigence de publication	Point de donnée	Description	Référence SFDR	Référence pillier 3	Référence de règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section [1]
ESRS 2 - SBM3 - S1	14g	Risque d'exploitation d'enfants par le travail	•				Non matériel
ESRS S1-1	20	Engagements à mener une politique en matière des droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S1-1	21	Politiques de vigilance raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation internationale du travail			•		État de durabilité
ESRS S1-1	22	Processus et mesures de prévention de la traite des êtres humains	•				Non matériel
ESRS S1-1	23	Politique de prévention ou système de gestion des accidents du travail	•				État de durabilité
ESRS S1-3	32c	Mécanismes de traitement des différends ou des plaintes	•				État de durabilité
ESRS S1-14	88b, 88c	Nombre de décès et nombre et taux d'accidents liés au travail	•		•		État de durabilité
ESRS S1-14	88e	Nombre de jours perdus pour cause de blessures, d'accidents, de décès ou de maladies	•				Disposition transitoire
ESRS S1-16	97a	Écart de rémunération entre hommes et femmes non corrigé	•		•		Partiellement disponible
ESRS S1-16	97b	Ratio de rémunération excessive du directeur général	•				Partiellement disponible
ESRS S1-17	103a	Cas de discrimination	•				État de durabilité
ESRS S1-17	104a	Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 – S2	11b	Risque important d'exploitation d'enfants par le travail ou de travail forcé dans la chaîne de valeur	•				État de durabilité
ESRS S2-1	17	Engagements à mener une politique en matière des Droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S2-1	18	Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur	•				État de durabilité
ESRS S2-1		Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS S2-1	19	Politiques de vigilance raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation Internationale du Travail			•		État de durabilité
ESRS S2-4	36	Problèmes et incidents en matière de Droits de l'Homme liés à la chaîne de valeur en amont ou en aval	•				État de durabilité
ESRS S3-1	16	Engagements à mener une politique en matière des droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S3-1	17	Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme, des principes de l'OIT et/ou des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS S3-4	36	Problèmes et incidents en matière de Droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S4-1	16	Politiques relatives aux consommateurs et aux utilisateurs finals	•				État de durabilité
ESRS S4-1	17	Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS S4-4	35	Problèmes et incidents en matière de droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS G1-1	10b	Convention des Nations Unies contre la corruption	•				État de durabilité
ESRS G1-1	10d	Protection des lanceurs d'alerte	•				État de durabilité
ESRS G1-4	24a	Amendes pour infraction à la législation sur la lutte contre la corruption et les actes de corruption	•		•		État de durabilité
ESRS G1-4	24b	Normes de lutte contre la corruption et les actes de corruption	•				État de durabilité

(1) Se référer à la colonne "Exigence de publication" pour identifier où le point de donnée figure dans l'état de durabilité.

3.1.5.4 Eléments essentiels de la vigilance raisonnable - Table de corresponsance [GOV-4]

		Sections dans l'état de durabilité :		
Processus de vigilance	Exigences de Publication	Générales	Environnementales	Sociales
a/ Intégrer la vigilance raisonnable dans la gouvernance, la stratégie et le modèle économique	**ESRS 2 GOV-2 :** Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et enjeux de durabilité traités par ces organes	3.1.1.3.3 3.1.2.2.1		
	ESRS 2 GOV-3 : Intégration des performances en matière de durabilité dans le mécanismes d'incitation	3.1.1.3.2 3.1.2.1.2		
	ESRS 2 SMB-3 : Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	3.1.1.4.2	3.1.2.1.1 3.1.2.2.4	3.1.3.2.1 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
b/ Dialoguer avec les parties prenantes affectées	**ESRS 2 GOV-2 :** Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et enjeux de durabilité traités par ces organes	3.1.1.3.3 3.1.2.2.1		
	ESRS 2 SBM-2 : Intérêts et points des parties prenantes	3.1.1.2.3		3.1.3.2.1 3.1.3.3 3.1.3.5 3.1.3.6
	ESRS 2 IRO-1 : Description du processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels	3.1.1.4.1		
	ESRS 2 MDR-P : Politiques adoptées pour gérer les enjeux de durabilité matériels.		3.1.2.1.2 3.1.2.2.2 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	3.1.3.1 3.1.3.2.3 3.1.3.2.5 3.1.3.2.6 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
	ESRS S1-2 : Personnel de l'entreprise			3.1.3.2.3 3.1.3.2.4
	ESRS S3-1 : Communautés affectées			3.1.3.5
	ESRS S4-2 : Consommateurs et utilisateurs finaux			3.1.3.6
c/ Identifier et évaluer les impacts négatifs sur les personnes et l'environnement	**ESRS 2 IRO-1 :** Description du processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels	3.1.1.4.1	3.1.2.1.1 3.1.2.2.3 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	
	ESRS 2 SMB-3 : Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	3.1.1.4.2	3.1.2.1.1 3.1.2.2.4	3.1.3.2.1 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
d/ Mettre en œuvre des actions pour remédier aux impacts négatifs sur les personnes et l'environnement	**ESRS E1-1 :** Plan de transition		3.1.2.1.3	
	ESRS 2 MDR-A : Actions et ressources relatives aux enjeux de durabilité matériels		3.1.2.1.4 3.1.2.1.5 3.1.2.2.2 3.1.2.2.3 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	3.1.3.2.3 3.1.3.2.4 3.1.3.2.5 3.1.3.2.6 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
e/ Suivre l'efficacité de ces efforts	**Suivi de la démarche de vigilance droits humains**			3.1.3.1
	Indicateurs et cibles : • **ESRS 2 MDR-M :** Indicateurs relatifs aux enjeux de durabilité matériels • **ESRS 2 MDR-T :** Suivi de l'efficacité des politiques et des actions au moyen de cibles		3.1.2.1.4 3.1.2.1.5 3.1.2.1.6 3.1.2.2.2 3.1.2.2.3 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	3.1.3.2.1 3.1.3.2.3 3.1.3.2.4 3.1.3.2.5 3.1.3.2.6 3.1.3.3 3.1.3.5 3.1.3.6

3.1.5.5 Liste des sites prioritaires matériels [ESRS E4 SBM-3 16a i, ii, iii]

Global Business Unit	Pays	Site	Activité	Zones sensibles	Criticité d'impact	Criticité de dépendance
Thermal	Belgique	ARLANXEO	Centrale thermique gaz	Uitgebreid bosbeheerplan Antwerpen (IUCN cat VI) , Hobokense Polder (IUCN cat IV), NBP-OV-21-0025 type 3 (IUCN cat IV), NBP-OV-21-0025 type 4 (IUCN cat IV), NBP-AN-21-0125 type 4 (IUCN cat IV), Kuifeend and Blokkersdijk (KBA), Schelde- en Durmeëstuarium van de Nederlandse grens tot Gent (Natura 2000)	Élevé	Moyen
Energy Solutions	États Unis	Suez Denver Metro, LLC	Centrale biomasse	Jeffco (IUCN cat V) Lookout Mountain (IUCN cat V), South Table Mountain Park (IUCN cat V) Camp George West (IUCN cat V), Mount Galbraith (IUCN cat V), North Table Mountain (IUCN cat V), Van Bibber (IUCN cat V).	Très élevé	Moyen
Networks	Chili	GNL Mejillones	Terminal GNL	Bahía de Mejillones (KBA)	Très élevé	Moyen
Thermal	Espagne	CARTAGENA	Centrale thermique gaz	Islas e Islotes del Litoral Mediterráneo (IUCN cat V), Sierra de Fausilla (KBA), Sierra de la Fausilla (Natura 2000)	Élevé	Moyen
Renewables	Chili	CHAPIQUIÑA	Hydroélectricité	Parque Nacional Lauca (KBA), Lauca (MAB)	Élevé	Élevé
Renewables	Belgique	DOUR	Éolien	Coron du Marais de Montreuil (IUCN cat IV), Les Préelles (IUCN cat IV), Marais de Montroeul (IUCN cat IV), Scarpe-Escaut (IUCN cat V), Bassin de la Haine (KBA), Vallée de la Haine en aval de Mons (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Thermal	Pays Bas	EEMS	Centrale thermique gaz	Niedersächsisches Wattenmeer (IUCN cat II), Waddenzee (IUCN cat IV), Außenems (IUCN cat IV) Wadden Sea (RAMSAR), Waddenzee (KBA), Waddensea of Lower Saxony (MAB), Waddenzee (Natura 2000), Wadden Sea (UNESCO)	Élevé	Moyen
Energy Solutions	Italie	Agrinergia Srl	Biométhaniseur	Monti Lepini (KBA), Monti Lepini (Natura 2000)	Très élevé	Très élevé
Energy Solutions	Portugal	Climaespaco	Production de froid	Estuário do Tejo (IUCN cat V) Estuário do Tejo (RAMSAR), Estuário do Tejo (KBA), Estuário do Tejo (Natura 2000)	Faible	Moyen
Energy Solutions	Italie	PAPARDO (ME)	Centrale thermique gaz	Riserva naturale orientata Laguna di Capo Peloro (IUCN cat IV) Monti Peloritani (KBA), Monti Peloritani, Dorsale Curcuraci, Antennamare e area marina dello stretto di Messina (Natura 2000)	Faible	Moyen
Renewables	Italie	MONTE DELLA DIFESA	Éolien	Riserva naturale Foce Sele - Tanagro (IUCN cat IV) Parco nazionale del Cilento e Vallo di Diano (IUCN cat II), Monti Alburni (KBA), Cilento and Val de Diano (MAB), Fiumi Tanagro e Sele (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Espagne	OLVERA	Hydroélectricité	Río Guadalimar (IUCN cat IV), Noreste de Jaén (KBA), Río Guadalimar (Natura 2000)	Élevé	Élevé
Thermal	Australie	PELICAN POINT	centrale thermique gaz	Adelaide International Bird Sanctuary-Winaityinaityi Pangkara (IUCN cat VI) Torrens Island (IUCN cat III), Gulf St Vincent (KBA)	Élevé	Moyen
Renewables	Italie	PIANO DEL CORNALE	Éolien	Riserva naturale Foce Sele - Tanagro (IUCN cat IV), Parco regionale Monti Picentini (IUCN cat V) Monti Picentini (KBA), Picentini (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Italie	PONTINIA	parc solaire	Monti Lepini (KBA), Monti Lepini (Natura 2000)	Faible	Moyen
Renewables	Pérou	QUITARACSA	Hydroélectricité	Huascarán (IUCN cat II), Parque Nacional Huascarán y zona de amortiguamiento (KBA), Huascarán National Park (UNESCO)	Élevé	Élevé
Renewables	Belgique	SINT GILLIS WAAS	Éolien	NBP-OV-21-0280 type 4 (IUCN cat IV), De Gavers (IUCN cat IV), NBP-OV-20-0139 type 3 (IUCN cat IV), NBP/OV/20/0286 type 4 (IUCN cat IV), Lange Vaag (IUCN cat IV), Grote Geule (IUCN cat IV), Schorren en Polders van de Beneden-Schelde (KBA), Bossen en heiden van zandig Vlaanderen: oostelijk deel (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Pays Bas	Windpark Eems	Éolien	Niedersächsisches Wattenmeer (IUCN cat II), Außenems (IUCN cat IV), Waddenzee (IUCN cat IV), Wadden Sea (RAMSAR), Waddenzee (KBA), Waddensea of Lower Saxony (MAB), Waddenzee (Natura 2000), Wadden Sea (UNESCO)	Moyen	Élevé
Networks	France	Terminal Fos Tonkin	Terminal GNL	Grands Paluds - Gonon (IUCN cat IV), Camargue (IUCN cat V),Coussouls De Crau (IUCN cat IV),Poste De Feuillane (IUCN cat IV), La crau (IUCN cat IV),Marais entre Crau et Grand Rhône: Meyranne,Chanoine, Plan de Bourg et Salins du Caban (KBA), Marais entre Crau et Grand Rhône (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Networks	France	Terminal Montoir de Bretagne	Terminal GNL	Estuaire de la loire (IUCN cat IV), Brière (IUCN cat V), Grande Briere (RAMSAR), Estuaire de la Loire (KBA), Estuaire de la Loire (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Networks	France	Fosmax LNG (Fos Cavaou)	Terminal GNL	Poste De Feuillane (IUCN cat IV), Camargue (IUCN cat V), Brière (IUCN cat V), Marais De Liberge (IUCN cat IV), Estuaire de la loire (IUCN cat IV), Etangs de Citis (KBA), Lavalduc (KBA), Engrenier (KBA), Pourra (KBA), l'Estomac (KBA), Fos et salines de Rassuen et de Fos (KBA), Camargue (Natura 2000)	Très élevé	Moyen

Global Business Unit	Pays	Site	Activité	Zones sensibles	Criticité d'impact	Criticité de dépendance
Networks	France	GIE Géométhane (Manosque)	Stockage de gaz	Lubéron (IUCN cat III), Périmètre De Protection De La Réserve Naturelle Géologique De Luberon (IUCN cat IV), Luberon Oriental (IUCN cat IV), Luberon (IUCN cat V), Moyenne Vallée de la Durance (KBA), Adrets de Montjustin - les Craux - rochers et crêtes de Volx (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Nuke	Belgique	Doel	Centrale nucléaire	NBP-OV-23-0010G type 4 (IUCN cat IV), NBP-AN-20-0027 type 2 (IUCN cat IV), NBP-AN-18-0050 type 2 (IUCN cat VI), NBP-OV-23-0010G type 3 (IUCN cat IV), NBP-AN-20-0145G type 3 (IUCN cat IV), NBP-OV-20-0155 type 3 (IUCN cat IV), NBP-AN-20-0145 type 3 (IUCN cat IV) NBP-AN-21-0273 type 4 (IUCN cat IV), Westerschelde & Saeftinghe (IUCN cat IV) Schorren van de Beneden Schelde (RAMSAR), Schorren en Polders van de Beneden-Schelde (KBA), Schorren en Polders van de Beneden-Schelde (Natura 2000)	Élevé	Moyen
Energy Solutions	France	MÂCON BRUYERES	Centrale gaz biomasse	Prairies inondables du val de saone (IUCN cat IV), Val de Saône (KBA), Val de Saône (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	ERENA-CAL	Centrale gaz biomasse	La carrière de Misery (IUCN cat IV), Estuaire de la Loire (KBA), Estuaire de la Loire (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	ERENA-MLK	Centrale gaz biomasse	Vallée de la Loire : de Nantes à Montsoreau (KBA), Vallée de la Loire de Nantes aux Ponts-de-Cé et ses annexes (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	Bourges Bio Energie Services	Centrale gaz biomasse	Vallée de l'Yèvre (KBA), Vallée de l'Yèvre (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	SDC Montgaillard	Centrale gaz biomasse	Cap de la heve (IUCN cat IV), Cap Fagnet (KBA), Littoral Cauchois (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	Société Blésoise de Distribution de chaleur (SBDC)	Centrale gaz biomasse	Îles de la Saulas, des Tuileries, de Chaumont et de l'ancien barrage (IUCN cat IV), Le Côteau (IUCN cat IV), Vallée de la Loire : environs de Blois (KBA), Vallée de la Loire de Mosnes à Tavers (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	SODC	Centrale gaz biomasse	Saint-Mesmin (IUCN cat IV), Périmètre De Protection De La Réserve Naturelle De Saint-Mesmin (IUCN cat IV), Vallée de la Loire : Orléanais (KBA), Vallée de la Loire du Loiret (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	CTSP	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Kafeate	Éolien	Massif de Koniambo (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Mont Mau	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Négandi	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Prony 1&2	Éolien	Pic du Pin (IUCN cat IV), Les Lacs du Grand Sud Neo-Caledonien (RAMSAR), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Prony 3	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Éoliennes de Touango	Éolien	Pic du Pin (IUCN cat IV), Les Lacs du Grand Sud Neo-Caledonien (RAMSAR)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	GE La Coulée MDE	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	GE Negandi MDE	Éolien	Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	GE PK4 MDE	Éolien	Ouen Toro (IUCN cat II), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Solaire AE La Conception	Solaire	Provincial de Thy (IUCN cat II), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Faible	Moyen
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Solaire AE PK4 192 kWc	Solaire	Ouen Toro (IUCN cat II), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Faible	Moyen

Global Business Unit	Pays	Site	Activité	Zones sensibles	Criticité d'impact	Criticité de dépendance
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie /France	Solaire Helio Panc	Solaire	Ouen Toro (IUCN cat II), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Faible	Moyen
Energy Solutions	Nouvelle Calédonie / France	Solaire EEC PK4 222 kWc	Solaire	Ouen Toro (IUCN cat II), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Faible	Moyen
Energy Solutions	France	BEA - Bois Energies Annemasse SAS	Centrale biomasse	Petit Salève (IUCN cat IV),Mesures compensatoires rte juvigny (IUCN cat IV),Bois De La Vernaz Et Îles D'Arves (IUCN cat IV), Les Creuses (IUCN cat IV),Choulex (IUCN cat IV),Haute Seymaz (IUCN cat IV),Rive gauche du Petit-Lac (GE) (IUCN cat IV), Cologny (IUCN cat IV), Dolliets (IUCN cat IV), Lac Léman: Versoix-Hermance-Genève (KBA), Le Salève (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	ECLA	Centrale gaz /biomasse	Volcans D'Auvergne (IUCN cat V), Vallées et côteaux thermophiles au nord de Clermont-Ferrand (Natura 2000), Chaîne des Puys - Limagne fault tectonic arena (UNESCO)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	SDC Moulins	Centrale gaz /biomasse	Rivière Allier (IUCN cat IV),Vercors (IUCN cat V), Colline De Comboire (IUCN cat IV), Marais Des Engenières (IUCN cat IV), Chartreuse (IUCN cat V), Val d'Allier Bourbonnais (KBA), Vallée de l'Allier nord (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	SDCF	Centrale gaz /biomasse	Gorges De La Loire (IUCN cat IV), Pilat (IUCN cat V), Vallée de la Loire : gorges de la Loire (KBA), Gorges de la Loire (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	SALINE ENERGIE SERVICES	Centrale gaz /biomasse	Pointe de roux (IUCN cat IV), Estuaire De La Gironde Et Mer Des Pertuis (IUCN cat V), Anse du Fiers d'Ars en Ré (KBA), Pertuis charentais - Rochebonne (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Renewables	France	Ferme de Magné	Solaire	Landes de cadeuil (IUCN cat IV), La Massonne (IUCN cat IV), Tour de broue (IUCN cat IV), Marais de broue (IUCN cat IV), Marais et estuaire de la Seudre (KBA), Landes de Cadeuil (Natura 2000)	Faible	Moyen
Renewables	France	XANTON NORD	Éolien	Marais Poitevin (IUCN cat V), Plaine calcaire du sud Vendée (KBA), Marais poitevin (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Portugal	Eólica da Lomba, S.A (full conso)	Éolien	Serra da Estrela (IUCN cat V) Serra da Estrela (KBA), Serra da Estrela (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Portugal	Parque Eolico Serra do Ralo, SA (full conso)	Éolien	Serra da Estrela (IUCN cat V) Serra da Estrela (KBA), Serra da Estrela (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renewables	Espagne	Marcela Solar	Solaire	Corredor Ecológico del Río Guadiamar (IUCN cat IV), Corredor verde del Guadiamar (IUCN cat V), Condado - Campiña (KBA), Corredor Ecológico del Río Guadiamar (Natura 2000)	Faible	Moyen
Energy Solutions	France	EOLYO Tarnos	Centrale gaz /biomasse	Le metro (IUCN cat IV), Marais d'Orx et zones humides associées (RAMSAR), Domaine d'Orx (KBA), Zone humide du Métro (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	Chaufferie de Lons	Centrale gaz /biomasse	Corridor de l'ousse-des-bois (IUCN cat IV) Barrage d'Artix et Saligue du Gave de Pau (KBA) Gave de Pau (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	Chaufferie de Pau	Centrale gaz /biomasse	Corridor de l'ousse-des-bois (IUCN cat IV) Barrage d'Artix et Saligue du Gave de Pau (KBA) Gave de Pau (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Energy Solutions	France	Technopole Brest Iroise	Centrale gaz /biomasse	Goulet de brest (IUCN cat IV) Armorique (IUCN cat V) Presqu'île de Crozon, Tas de Pois et Rochers du Toulinguet (KBA) Presqu'île de Crozon (Natura 2000)	Très élevé	Moyen

ND = Non disponible. Les niveaux de criticité d'impact et de dépenedance ne sont pas disponibles en 2024 pour les activités de stockage en batteries, lignes de transmission électrique, biométhaniseurs et réseaux de froid.

3.1.5.6 Tableaux Taxonomie

Les trois tableaux présentés dans les doubles pages ci-après reprennent les modèles standards pour les informations liées aux données 2024 sur les indicateurs Chiffre d'affaires, CAPEX et OPEX selon le Règlement délégué (UE) n°2021/2178 de la Commission Européenne daté du 6 juillet 2021

Part du Chiffre d'affaires 2024 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

				Critères de contribution substantielle					
Activités économiques (1)	Codes (2)	Chiffre d'affaires absolu (3) M€	Part du chiffre d'affaires (4) %	Atténuation du changement climatique (5) O ; N ; N/EL	Adaptation au changement climatique (6) O ; N ; N/EL	Ressources aquatiques et marine (7) O ; N ; N/EL	Pollution (8) O ; N ; N/EL	Économie circulaire (9) O ; N ; N/EL	Biodiversité et écosystèmes (10) O ; N ; N/EL
A. ACTIVITES ELIGIBLES A LA TAXONOMIE									
A.1 Activités durable sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)									
Fabrication d'équipements à bon rendements énergétique pour la construction de bâtiments	CCM 3.5	108	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM/CCA 4.1	635	0,9%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie de l'énergie solaire concentrée	CCM 4.2	76	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM/CCA 4.3	1 116	1,5%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	3 413	4,6%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	12	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	264	0,4%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	501	0,7%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbonne	CCM 4.14	239	0,3%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	1 363	1,8%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	95	0,1%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	CCM 4.22	0	0,0%	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par bioénergie	CCM 4.24	17	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	23	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	890	1,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	61	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	39	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	42	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transports urbains et suburbains, transport routiers de voyageurs	CCM 6.3	0	0,0%	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	1	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	1 806	2,4%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement, annexés à des bâtiments)	CCM/CCA 7.4	90	0,1%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	12	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	325	0,4%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Programmation, conseil et autres activités informatiques	CCM/CCA 8.2	18	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	2	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	2 680	3,6%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Chiffre d'affaires des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	**TOTAL**	**13 826**	**19%**	**98%**	**2%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**
Dont habilitantes		**5 435**	**7%**	**100%**					
Dont transitoires		**99**	**0%**						
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)									
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM/CCA 4.1	1	0,00%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	294	0,40%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	51	0,07%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	82	0,11%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	547	0,74%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	2	0,00%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	CCM 4.22	2	0,00%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM/CCA 4.29	2 472	3,35%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	405	0,55%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	6	0,01%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	62	0,08%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transports urbains et suburbains, transport routiers de voyageurs	CCM 6.3	17	0,02%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	49	0,07%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	265	0,36%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	0	0,00%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	14	0,02%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	EL	N/EL
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	4	0,01%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Chiffre d'affaires des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**4 273**	**6%**						
TOTAL (A.1 + A.2)		**18 099**	**24,5%**						
B. ACTIVITES NON ELIGIBLES A LA TAXONOMIE									
Chiffre d'affaires des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**55 713**	**75%**						
TOTAL (A + B)		**73 812**	**100%**						

	Critères d'absences de préjudice important (DNSH - *Does Not Significantly Harm*)									
	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part du chiffre d'affaires alignée sur la taxonomie, année 2023 (18)	Catégorie "activité habilitante" (20)	Catégorie "activité transitoire" (21)
Codes (2)	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	%	H	T
CCM 3.5	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.1	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,6%		
CCM 4.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,0%		
CCM/CCA 4.5	NON	NON	NON	NON	OUI	NON	OUI	4,5%		
CCM/CCA 4.8	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.9	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM 4.10	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,7%	H	
CCM 4.14	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,3%		
CCM/CCA 4.15	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,0%		
CCM/CCA 4.20	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM4.22	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.24	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM 4.25	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.28	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,0%		
CCM 4.30	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		T
CCM 4.31	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		T
CCM 5.7	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 6.3	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		T
CCM 6.15	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 7.3	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,5%	H	
CCM/CCA 7.4	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
CCM 7.5	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 7.6	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%	H	
CCM/CCA 8.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 9.1	NON	OUI	OUI	OUI	NON	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM/CCA 9.3	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	3,6%	H	
TOTAL								**18%**		
CCM/CCA 4.1								0,0%		
CCM/CCA 4.5								0,4%		
CCM/CCA 4.8								0,1%		
CCM/CCA 4.9								0,2%		
CCM/CCA 4.15								0,6%		
CCM/CCA 4.20								0,0%		
CCM4.22								0,0%		
CCM/CCA 4.29								3,9%		
CCM 4.30								0,8%		
CCM 4.31								0,0%		
CCM 5.7								0,1%		
CCM 6.3								0,0%		
CCM 6.15								0,0%		
CCM7.3								0,2%		
CCM 7.5								0,0%		
CCM 9.1								0,0%		
CCM/CCA 9.3								0,0%		
								6%		

Part des Dépenses d'investissement (CAPEX) 2024 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

CAPEX				Critères de contributionsubstantielle					
		CAPEX absolues (3)	Part des CAPEX (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marine (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)
Activités économiques (1)	Codes (2)	M€	%	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL
A. ACTIVITES ELIGIBLES A LA TAXONOMIE									
A.1 Activités durable sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)									
Fabrication d'Hydrogène	CCM 3.10	0	0,0%	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Fabrication d'équipements à bon rendements énergétique pour la construction de bâtiments	CCM 3.5	5	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM/CCA 4.1	2 877	23,4%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie de l'énergie solaire concentrée	CCM 4.2	0	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM/CCA 4.3	2 418	19,7%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	532	4,3%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	0	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	0	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	806	6,6%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage d'hydrogène	CCM 4.12	1	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbonne	CCM 4.14	215	1,7%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	265	2,2%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	7	0,1%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par bioénergie	CCM 4.24	1	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	88	0,7%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	0	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	3	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	4	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	52	0,4%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	27	0,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement, annexés à des bâtiments)	CCM/CCA 7.4	144	1,2%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	9	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	6	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Programmation, conseil et autres activités informatiques	CCM/CCA 8.2	4	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	3	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	109	0,9%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
CAPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	**TOTAL**	**7 576**	**62%**	**100%**	**0%**				
Dont activités habilitantes		**1 109**	**9%**	**100%**	**0%**				
Dont activités transitoires		**7**	**0%**	**0%**					
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)									
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM/CCA 4.3	0	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	4	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	0	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	8	0,1%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	23	0,2%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage d'hydrogène	CCM 4.12	7	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	113	0,9%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	1	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	6	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	543	4,4%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	44	0,4%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	0	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	40	0,3%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	11	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	1	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	3	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
CAPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**806**	**7%**						
TOTAL A1+A2		**8 382**	**68%**						
B. ACTIVITES NON ELIGIBLES A LA TAXONOMIE									
CAPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**3 912**	**32%**						
TOTAL A+B		**12 294**	**100%**						

	Critères d'absences de préjudice important (DNSH - *Does Not Significantly Harm*)									
	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)	Part des CAPEX alignée sur la taxonomie, année 2023 (18)	Catégorie "activité habilitante" (20)	Catégorie "activité transitoire" (21)
Codes (2)	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	%	H	T
CCM 3.10	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM 3.5	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.1	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	20,2%		
CCM 4.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,3%		
CCM/CCA 4.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	18,4%		
CCM/CCA 4.5	NON	NON	NON	NON	OUI	NON	OUI	2,3%		
CCM/CCA 4.8	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.9	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.10	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	15,5%	H	
CCM 4.12	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 4.14	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,1%		
CCM/CCA 4.15	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,9%		
CCM/CCA 4.20	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.24	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%		
CCM 4.28	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%		
CCM 4.29	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,3%		T
CCM4.30	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		T
CCM 4.31	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T
CCM 5.7	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%		
CCM7.3	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,3%	H	
CCM/CCA 7.4	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,6%	H	
CCM 7.5	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%	H	
CCM 7.6	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,6%	H	
CCM/CCA 8.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM9.1	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
CCM/CCA 9.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,5%	H	
TOTAL								**66%**		
CCM/CCA 4.3								0,1%		
CCM/CCA 4.5								0,0%		
CCM/CCA 4.8								0,0%		
CCM/CCA 4.9								0,8%		
CCM 4.10								0,0%		
CCM 4.12								0,0%		
CCM/CCA 4.15								0,5%		
CCM/CCA 4.20								0,2%		
CCM 4.25								0,0%		
CCM 4.29								4,5%		
CCM 4.30								0,2%		
CCM 4.31								0,0%		
CCM 5.7								0,2%		
CCM 7.3								0,0%		
CCM 7.6								0,0%		
CCM 9.1								0,0%		
								7%		

Part des Dépenses Opérationnelles (OPEX) 2024 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

OPEX				Critères de contribution substantielle					
Activités économiques (1)	Codes (2)	OPEX absolues (3)	Part des OPEX (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marine (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)
		M€	%						
A.1 ACTIVITÉS DURABLE SUR LE PLAN ENVIRONNEMENTAL (ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE)									
Fabrication d'équipements à bon rendements énergétique pour la construction de bâtiments	CCM 3.5	2	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM/CCA 4.1	91	2,1%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie de l'énergie solaire concentrée	CCM 4.2	15	0,3%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM/CCA 4.3	326	7,4%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	217	4,9%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	1	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	7	0,2%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	32	0,7%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage d'hydrogène	CCM 4.12	3	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbonne	CCM 4.14	54	1,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	135	3,1%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	3	0,1%	O	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par bioénergie	CCM 4.24	4	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	0	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	37	0,9%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	10	0,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	1	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	6	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	0	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	167	3,8%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement, annexés à des bâtiments)	CCM/CCA 7.4	2	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	79	1,8%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Programmation, conseil et autres activités informatiques	CCM/CCA 8.2	2	0,0%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	2	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	644	14,7%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
OPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	**TOTAL**	**1 842**	**42%**	**98%**	**2%**				
Dont activités habilitantes		**932**	**21%**	**99%**	**1%**				
Dont activités transitoires		**11**	**0%**	**1%**					
A.2 ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE MAIS NON DURABLES SUR LE PLAN ENVIRONNEMENTAL (NON ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE)									
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM/CCA 4.1	2	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM/CCA 4.3	2	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	7	0,2%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	3	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	40	0,9%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	97	2,2%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.20	1	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	CCM 4.22	2	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	1	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM/CCA 4.29	212	4,8%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	48	1,1%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	2	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	31	0,7%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	120	2,7%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	0	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
OPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		**567**	**13%**						
TOTAL A1+A2		**2 408**	**55%**						
B. ACTIVITES NON ELIGIBLES A LA TAXONOMIE									
OPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		**1 976**	**45%**						
TOTAL A+B		**4 384**	**100%**						

Codes (2)	Critères d'absences de préjudice important (DNSH - *Does Not Significantly Harm*)						Garanties minimales (17)	Part des OPEX alignée sur la taxonomie, année 2023 (18)	Catégorie "activité habilitante" (20)	Catégorie "activité transitoire" (21)
	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)				
	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON		%	H	T
CCM 3.5	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.1	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,1%		
CCM 4.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM/CCA 4.3	OUI	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	6,9%		
CCM/CCA 4.5	NON	NON	NON	NON	OUI	NON	OUI	6,5%		
CCM/CCA 4.8	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM/CCA 4.9	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM 4.10	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,8%	H	
CCM 4.12	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
CCM 4.14	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,4%		
CCM/CCA 4.15	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	5,2%		
CCM/CCA 4.20	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM 4.24	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM 4.25	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM 4.28	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,1%		
CCM 4.30	NON	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T
CCM 4.31	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T
CCM 5.7	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM 6.15	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%	H	
CCM 7.3	NON	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	3,0%	H	
CCM/CCA 7.4	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 7.6	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,5%	H	
CCM/CCA 8.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 9.1	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM/CCA 9.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	6,7%	H	
TOTAL								**36%**		
CCM/CCA 4.1								0,0%		
CCM/CCA 4.3								0,1%		
CCM/CCA 4.5								0,2%		
CCM/CCA 4.8								0,2%		
CCM/CCA 4.9								1,4%		
CCM/CCA 4.15								2,9%		
CCM/CCA 4.20								0,0%		
CCM 4.22								0,1%		
CCM 4.25								0,0%		
CCM/CCA 4.29								6,1%		
CCM 4.30								1,4%		
CC 4.31								-0,1%		
CCM 5.7								0,8%		
CCM 7.3								3,0%		
CCM 7.5								0,1%		
								16%		

DEGRÉ D'ÉLIGIBILITÉ ET D'ALIGNEMENT PAR OBJECTIF ENVIRONNEMENTAL

	Part du chiffre d'affaires/Chiffres d'affaires total	
	Alignée sur la taxonomie par objectif	Éligible à la taxonomie par objectif
CCM – Atténuation du changement climatique	98%	97%
CCA – Adaptation au changement climatique	2%	3%
WTR – Ressources aquatiques et marines		
CE – Économie circulaire		
PPC – Prévention et réduction de la pollution		
BIO – Biodiversité et écosystèmes		

	Part des CAPEX/CAPEX total	
	Alignée sur la taxonomie par objectif	Éligible à la taxonomie par objectif
CCM – Atténuation du changement climatique	100%	99%
CCA – Adaptation au changement climatique	0%	1%
WTR – Ressources aquatiques et marines		
CE – Économie circulaire		
PPC – Prévention et réduction de la pollution		
BIO – Biodiversité et écosystèmes		

	Part des OPEX/OPEX total	
	Alignée sur la taxonomie par objectif	Éligible à la taxonomie par objectif
CCM – Atténuation du changement climatique	98%	97%
CCA – Adaptation au changement climatique	2%	3%
WTR – Ressources aquatiques et marines		
CE – Économie circulaire		
PPC – Prévention et réduction de la pollution		
BIO – Biodiversité et écosystèmes		

Pour les activités éligibles, le processus a porté sur l'ensemble des six objectifs visés par la taxonomie. Cependant, après analyse des activités économiques couvertes par l'ensemble des objectifs, le Groupe est principalement concerné par l'objectif d'atténuation en cohérence avec sa stratégie de décarbonation.

Les tableaux ci-après reprennent les modèles standards pour la publication des informations liées aux activités nucléaires et gaz selon le Règlement délégué (UE) n°2022/1214 de la Commission européenne du 9 mars 2022.

MODÈLE 1 – ACTIVITÉS LIÉES À L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE ET AU GAZ FOSSILE

Ligne	Activités liées à l'énergie nucléaire	
1.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de recherche, de développement, de démonstration et de déploiement d'installations innovantes de production d'électricité à partir de processus nucléaires avec un minimum de déchets issus du cycle du combustible.	Non
2.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction et d'exploitation sûre de nouvelles installations nucléaires de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, y compris leurs mises à niveau de sûreté, utilisant les meilleures technologies disponibles.	Non
3.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités d'exploitation sûre d'installations nucléaires existantes de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, à partir d'énergie nucléaire, y compris leurs mises à niveau de sûreté.	Oui
	ACTIVITÉS LIÉES AU GAZ FOSSILE	
4.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction ou d'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux.	Oui
5.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état et d'exploitation d'installations de production combinée de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux.	Oui
6.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état ou d'exploitation d'installations de production de chaleur qui produisent de la chaleur/du froid à partir de combustibles fossiles gazeux.	Oui

MODÈLE 2 – NUCLÉAIRE ET GAZ – ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE (DÉNOMINATEUR)

		Montant en millions d'euros et proportion en % – Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (dénominateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénomnateur de l'ICP chiffre d'affaires	890	1%	890	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	61	0%	61	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	39	0%	39	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires**	**12 837**	**17%**	**12 529**	**17%**	**307**	**0%**
8.	**TOTAL ICP APPLICABLE – CHIFFRES D'AFFAIRES**	**73 812**	**100%**	**73 812**	**100%**	**73 812**	**100%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (dénominateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	88	1%	88	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	3	0%	3	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	4	0%	4	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX**	**7 480**	**61%**	**7 471**	**61%**	**9**	**0%**
8.	**TOTAL ICP APPLICABLE – CAPEX**	**12 294**	**100%**	**12 294**	**100%**	**12 294**	**100%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – OPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (dénominateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	37	1%	37	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	10	0%	10	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	1	0%	1	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX**	**1 794**	**41%**	**1 761**	**40%**	**32**	**1%**
8.	**TOTAL ICP APPLICABLE – OPEX**	**4 384**	**100%**	**4 384**	**100%**	**4 384**	**100%**

MODÈLE 3 – ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE (NUMÉRATEUR)

		Montant en millions d'euros et proportion en % – Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (numérateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	890	1%	890	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	61	0%	61	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	39	0%	39	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires**	**12 837**	**17%**	**12 529**	**17%**	**307**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXINOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES**	**13 826**	**19%**	**13 519**	**18%**	**307**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (numérateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	88	1%	88	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	3	0%	3	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	4	0%	4	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP CAPEX**	**7 480**	**61%**	**7471**	**61%**	**9**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ALIGNÉES SUR LA TAXINOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP CAPEX**	**7 576**	**62%**	**7 567**	**62%**	**9**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – OPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques alignées sur la taxinomie (numérateur)	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	37	1%	37	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	10	0%	10	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxinomie visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	1	0%	1	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxinomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP OPEX**	**1 794**	**41%**	**1 761**	**40%**	**32**	**1%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXINOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP OPEX**	**1 842**	**42%**	**1 809**	**41%**	**32**	**1%**

MODÈLE 4 – ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLES-CI

		Montant en millions d'euros et proportion en % – Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques éligibles à la taxinomie mais non alignées sur celle-ci	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	2 472	0	2 466	0	6	0
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	405	0	285	0	120	0
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	6	0%	6	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxinomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de de l'ICP chiffre d'affaires**	**1 389**	**2%**	**1 185**	**2%**	**57**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES**	**4 273**	**6%**	**3 941**	**5%**	**183**	**0%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
Ligne	Activités économiques éligibles à la taxinomie mais non alignées sur celle-ci	Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	543	4%	399	3%	144	1%

Ligne	Activités économiques éligibles à la taxinomie mais non alignées sur celle-ci	Montant en millions d'euros et proportion en % – CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	44	0%	26	0%	19	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxinomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX**	**219**	**2%**	**214**	**2%**	**2**	**0%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CAPEX**	**806**	**7%**	**639**	**5%**	**164**	**1%**

Ligne	Activités économiques éligibles à la taxinomie mais non alignées sur celle-ci	Montant en millions d'euros et proportion en % – OPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	48	1%	39	1%	9	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxinomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	2	0%	2	0%	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxinomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX**	**517**	**12%**	**408**	**9%**	**105**	**2%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP OPEX**	**567**	**13%**	**448**	**10%**	**114**	**3%**

MODÈLE 5 – ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLES-CI

		Montant en millions d'euros et proportion en % – Chiffre d'affaires	
		CCM+CCA	
Ligne	Activités économiques non éligibles à la taxinomie	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	4 051	5%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxinomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires**	**51 662**	**70%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES**	**55 713**	**75%**

		Montant en millions d'euros et proportion en % – CAPEX	
		CCM+CCA	
Ligne	Activités économiques non éligibles à la taxinomie	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	124	1%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxinomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX**	**3 788**	**31%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP**	**3 912**	**32%**

Ligne	Activités économiques non éligibles à la taxinomie	Montant en millions d'euros et proportion en % – OPEX CCM+CCA Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.26 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.27 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.28 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	155	4%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.29 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.30 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxinomie, conformément à la Section 4.31 des Annexes I et II du Règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
7.	**Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxinomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX**	**1 820**	**42%**
8.	**MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXINOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP OPEX**	**1 976**	**45%**

3.1.6 Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024

À l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Le présent rapport est émis en notre qualité de commissaires aux comptes de la société ENGIE. Il porte sur les informations en matière de durabilité et les informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024 et incluses dans la section 3.1 « État de Durabilité » du rapport de gestion.

En application de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, la société ENGIE est tenue d'inclure les informations précitées au sein d'une section distincte de son rapport de gestion. Ces informations ont été établies dans un contexte de première application des articles précités caractérisé par des incertitudes sur l'interprétation des textes, le recours à des estimations significatives, l'absence de pratiques et de cadre établis notamment pour l'analyse de double matérialité ainsi que par un dispositif de contrôle interne évolutif. Elles permettent de comprendre les impacts de l'activité du groupe sur les enjeux de durabilité, ainsi que la manière dont ces enjeux influent sur l'évolution des affaires du groupe, de ses résultats et de sa situation. Les enjeux de durabilité comprennent les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernement d'entreprise.

En application du II de l'article L. 821-54 du code précité, notre mission consiste à mettre en œuvre les travaux nécessaires à l'émission d'un avis, exprimant une assurance limitée, portant sur :

- la conformité aux normes d'information en matière de durabilité adoptées en vertu de l'article 29 ter de la directive (UE) 2013/34 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2022 (ci-après ESRS pour *European Sustainability Reporting Standards*) du processus mis en œuvre par ENGIE pour déterminer les informations publiées, et le respect de l'obligation de consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L. 2312-17 du Code du travail ;
- la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans la section 3.1 « Etat de Durabilité » du rapport de gestion avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, y compris avec les ESRS ; et
- le respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

L'exercice de cette mission est réalisé en conformité avec les règles déontologiques, y compris d'indépendance, et les règles de qualité prescrites par le Code de commerce.

Il est également régi par les lignes directrices de la Haute Autorité de l'Audit « Mission de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 ».

Dans les trois parties distinctes du rapport qui suivent, nous présentons, pour chacun des axes de notre mission, la nature des vérifications que nous avons opérées, les conclusions que nous en avons tirées, et, à l'appui de ces conclusions, les éléments qui ont fait l'objet, de notre part, d'une attention particulière et les diligences que nous avons mises en œuvre au titre de ces éléments. Nous attirons votre attention sur le fait que nous n'exprimons pas de conclusion sur ces éléments pris isolément et qu'il convient de considérer que les diligences explicitées s'inscrivent dans le contexte global de la formation des conclusions émises sur chacun des trois axes de notre mission.

Enfin, lorsqu'il nous semble nécessaire d'attirer votre attention sur une ou plusieurs informations en matière de durabilité fournies par ENGIE dans son rapport de gestion, nous formulons un paragraphe d'observation(s).

Limites de notre mission

Notre mission ayant pour objectif d'exprimer une assurance limitée, la nature (choix des techniques de contrôle) des travaux, leur étendue (amplitude), et leur durée, sont moindres que ceux nécessaires à l'obtention d'une assurance raisonnable.

En outre, cette mission ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de ENGIE, notamment à porter une appréciation, qui dépasserait la conformité aux prescriptions d'information des ESRS sur la pertinence des choix opérés par ENGIE en termes de plans d'action, de cibles, de politiques, d'analyses de scénarios et de plans de transition.

Elle permet cependant d'exprimer des conclusions concernant le processus de détermination des informations en matière de durabilité publiées, les informations elles mêmes, et les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, quant à l'absence d'identification ou, au contraire, l'identification, d'erreurs, omissions ou incohérences d'une importance telle qu'elles seraient susceptibles d'influencer les décisions que pourraient prendre les lecteurs des informations objet de nos vérifications.

Notre mission ne porte pas sur les éventuelles données comparatives.

Conformité aux ESRS du processus mis en œuvre par ENGIE pour déterminer les informations publiées, et respect de l'obligation de consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L. 2312-17 du Code du travail

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que :

- le processus défini et mis en œuvre par ENGIE lui a permis, conformément aux ESRS, d'identifier et d'évaluer ses impacts, risques et opportunités liés aux enjeux de durabilité, et d'identifier ceux de ces impacts, risques et opportunités matériels qui ont conduit à la publication des informations en matière de durabilité dans la section 3.1 « État de Durabilité » du rapport de gestion ; et
- les informations fournies sur ce processus sont également conformes aux ESRS.

En outre, nous avons contrôlé le respect de l'obligation de consultation du comité social et économique.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions ou incohérences importantes concernant la conformité du processus mis en œuvre par ENGIE avec les ESRS.

Concernant la consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L. 2312-17 du Code du travail, nous vous informons qu'à la date du présent rapport, celle-ci n'a pas encore eu lieu.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité aux ESRS du processus mis en œuvre par ENGIE pour déterminer les informations publiées.

Les informations relatives à l'identification des parties prenantes et des impacts, risques et opportunités ainsi qu'à l'évaluation de la matérialité d'impact et à la matérialité financière sont respectivement mentionnées aux sections 3.1.1.2.3 « Implication des parties prenantes [SBM-2] » et 3.1.1.4 « Processus de double matérialité » du rapport de gestion.

Concernant l'identification des parties prenantes

Nous avons pris connaissance de l'analyse réalisée par l'entité pour identifier les parties prenantes qui peuvent affecter ou être affectées par les activités du groupe.

Concernant l'identification des impacts, risques et opportunités

Nous avons pris connaissance du processus mis en œuvre par l'entité concernant l'identification des impacts (négatifs ou positifs), risques et opportunités (« IRO »), réels ou potentiels, en lien avec les enjeux de durabilité mentionnés dans le paragraphe AR 16 des « Exigences d'application » de la norme ESRS 1 et le cas échéant, ceux qui sont spécifiques aux filiales, tel que présenté dans la note « Résultat de la démarche de double matérialité » de la section 3.1.1.4.1 « Description de la méthodologie [IRO-1] » du rapport de gestion.

Nous avons pris connaissance de la cartographie réalisée par l'entité des IRO identifiés, incluant notamment la description de leur répartition dans les activités propres et la chaîne de valeur, ainsi que de leur horizon temporel (court, moyen ou long terme) et apprécié sa cohérence avec notre connaissance du groupe.

Concernant l'évaluation de la matérialité d'impact et de la matérialité financière

Nous avons pris connaissance, par entretien avec la direction et inspection de la documentation disponible, du processus d'évaluation de la matérialité d'impact et de la matérialité financière mis en œuvre par l'entité, et apprécié sa conformité au regard des critères définis par ESRS 1.

Nous avons notamment apprécié la façon dont l'entité a établi et appliqué les critères de matérialité de l'information définis par la norme ESRS 1, y compris relatifs à la fixation de seuils, pour déterminer les informations matérielles publiées :

- au titre des indicateurs relatifs aux IRO matériels identifiés conformément aux normes ESRS thématiques concernées ;
- au titre des informations spécifiques à ENGIE.

Conformité des informations en matière de durabilité incluses dans la section 3.1 « Etat de durabilité » du rapport de gestion avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, y compris avec les ESRS

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que, conformément aux prescriptions légales et réglementaires, y compris aux ESRS :

- les renseignements fournis permettent de comprendre les modalités de préparation et de gouvernance des informations en matière de durabilité incluses dans les sections 3.1.1.1 « Note méthodologique » et 3.1.1.3 « Gouvernance de la Responsabilité ESG » du rapport de gestion, y compris les modalités de détermination des informations relatives à la chaîne de valeur et les exemptions de divulgation retenues ;
- la présentation de ces informations en garantit la lisibilité et la compréhensibilité ;
- le périmètre retenu par ENGIE relativement à ces informations est approprié ; et
- sur la base d'une sélection, fondée sur notre analyse des risques de non-conformité des informations fournies et des attentes de leurs utilisateurs, ces informations ne présentent pas d'erreurs, omissions ou incohérences importantes, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions ou incohérences importantes concernant la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans la section 3.1 « État de durabilité » du rapport de gestion, avec les exigences de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, y compris avec les ESRS.

Observation

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la section 3.1.1.1 « Note méthodologique » du rapport de gestion présentant les bases de préparation et précisant les jugements et estimations significatifs, ainsi que les informations quantitatives non disponibles au niveau du groupe dans un contexte de première application.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Informations fournies en application de la norme environnementale ESRS E1

Les informations publiées au titre du changement climatique sont mentionnées dans la section 3.1.2.1 « Changement climatique [ESRS E1] » du rapport de gestion.

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité de ces informations aux ESRS.

Nos diligences ont notamment consisté à apprécier :

- sur la base des entretiens menés avec les personnes concernées, en particulier, la direction « climat », si la description des politiques, actions et cibles mises en place par ENGIE couvre les domaines suivants : atténuation du changement climatique et adaptation au changement climatique ;
- le caractère approprié de l'information présentée dans la section 3.1.2.1 « Changement climatique [ESRS E1] » du rapport de gestion et sa cohérence d'ensemble avec notre connaissance du groupe.

En ce qui concerne les informations publiées au titre du bilan d'émissions de gaz à effet de serre :

- nous avons apprécié la cohérence du périmètre considéré pour l'évaluation du bilan d'émissions de gaz à effet de serre avec le périmètre des états financiers consolidés, ainsi que l'approche retenue pour déterminer si ENGIE a le contrôle opérationnel d'entités non consolidées ;
- nous avons pris connaissance de la méthodologie de calcul, et apprécié :
  - les principales hypothèses appliquées,
  - les sources utilisées pour les facteurs d'émissions,
  - la justification des inclusions et exclusions des différentes catégories et la transparence des informations données à ce titre, comme indiqué dans le paragraphe « Eléments méthodologiques appliqués pour le calcul des émissions totales de GES du Groupe » de la section 3.1.2.1.6 « Indicateurs climatiques [E1-5, E1-6] » ;
- nous avons apprécié les modalités d'application de ces calculs sur une sélection de catégories d'émissions et de sites.

En ce qui concerne les informations publiées au titre du plan de transition dans les sections 3.1.2.1.3 « Plan de transition [E1-1] » et 3.1.2.1.4 « Enjeu atténuation du changement climatique et transition énergétique [E1-3, E1-4, E1-7, E1-8] » du rapport de gestion, nos travaux ont principalement consisté à apprécier :

- si les informations publiées au titre du plan de transition répondent à l'exigence de publication E1-1 figurant dans la norme ESRS E1 ;
- si les hypothèses structurantes sous-tendant ce plan sont décrites de manière appropriée, étant précisé que nous n'avons pas à nous prononcer sur le caractère approprié ou le niveau d'ambition des objectifs de ce plan de transition. Ces hypothèses concernent notamment la définition et le retraitement de l'année de référence 2017, et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre résultant des différents leviers de décarbonation entre 2017 et 2024.

Respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier le processus mis en œuvre par ENGIE pour déterminer le caractère éligible et aligné des activités des entités comprises dans la consolidation.

Ils ont également consisté à vérifier les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, ce qui implique la vérification :

- de la conformité aux règles de présentation de ces informations qui en garantissent la lisibilité et la compréhensibilité ;
- sur la base d'une sélection, de l'absence d'erreurs, omissions ou incohérences importantes dans les informations fournies, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions ou incohérences importantes concernant le respect des exigences de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous avons déterminé qu'il n'y avait pas de tels éléments à communiquer dans notre rapport.

Paris-La Défense, le 7 mars 2025

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Laurence Dubois	Nadia Laadouli	Guillaume Rouger	Sarah Kokot

3.1.7 Rapport d'assurance raisonnable des commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales du groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2024

A la Directrice Générale,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société ENGIE (ci-après l'« Entité ») et en réponse à votre demande, nous avons réalisé une mission d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations sociales et environnementales du groupe relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024 (ci-après les « Informations [(1)] »), au regard des règles figurant dans la partie 3.1 « Etat de durabilité » (ci-après le « Référentiel »), présentées dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Notre mission ne couvre pas les autres informations incluses dans le rapport de gestion et, par conséquent, nous n'exprimons pas d'opinion sur celles-ci.

Opinion sous forme d'assurance raisonnable

A notre avis, les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Préparation des Informations

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont disponibles sur demande auprès du groupe.

Limites inhérentes à la préparation des Informations

Comme mentionné dans le rapport de gestion, les Informations peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement.

Responsabilité de l'Entité

Il appartient à la direction de l'Entité de :

- sélectionner ou établir des critères appropriés pour préparer les Informations ;
- préparer des Informations conformément au Référentiel ;
- concevoir, mettre en place et maintenir le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Responsabilité des commissaires aux comptes

Il nous appartient :

- de planifier et réaliser la mission de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les Informations ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs ;
- d'exprimer une opinion indépendante sur la base des éléments probants que nous avons obtenus ;
- de communiquer notre opinion à la directrice générale de la société ENGIE.

Comme il nous appartient de formuler une opinion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Normes professionnelles appliquées

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément à la norme internationale ISAE 3000 (révisée) - *Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information* publiée par l'IAASB (*International Auditing and Assurance Standards Board*).

(1) *Informations sociales et santé sécurité : Effectif fin de période, Nombre de femmes dans l'effectif, Effectif en CDI, Effectif en CDD, Taux de femmes parmi la population cadres (%),*
Informations environnementales : Consommation totale d'énergie (en MWh), Production d'énergie renouvelable – scope 1 (en MWh), Émissions de GES Scope 1 (en Mt CO_2 éq.), Émissions de GES Scope 2 – Location based (en Mt CO_2 éq), Émissions de GES pour la production d'énergie, Scopes 1 et 3.15 (en Mt CO_2 éq.), Part des capacités d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité (@100 % et hors stockage d'énergie) (%), Intensité carbone de la production d'énergie (scope 1) (kg CO_2 éq./MWh éq.), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs).

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 821-28 du Code de commerce, le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes et le Code d'éthique de l'IESBA (*International Code of Ethics for Professional Accountants (including Independence Standards)*).

Par ailleurs, nous appliquons la norme *International Standard on Quality Management 1* qui implique de définir et mettre en place un système de contrôle qualité comprenant des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes professionnelles et des textes légaux et réglementaires applicables.

Nature et étendue des travaux

Une mission d'assurance raisonnable implique la mise en œuvre de procédures en vue d'obtenir des éléments probants concernant les Informations. La nature, le calendrier et l'étendue des procédures choisies relèvent de notre jugement professionnel, et notamment de notre évaluation des risques que les Informations comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous avons pris en considération le contrôle interne pertinent pour la préparation par l'Entité des Informations. Nous avons notamment :

- apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- vérifié la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations ;
- consulté les sources documentaires utilisées et mené des entretiens auprès des personnes concernées au siège de l'Entité afin d'analyser le déploiement et l'application du Référentiel ;
- mis en œuvre des procédures analytiques sur les Informations et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des Informations ;
- testé les Informations au niveau d'un échantillon d'entités représentatives que nous avons sélectionnées en fonction de leur activité, de leur contribution aux informations consolidées, de leur implantation et d'une analyse de risque ;
- mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures, et mis en œuvre des tests de détail approfondis sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons recueillis sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Paris-La Défense, le 7 mars 2025

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Nadia Laadouli	Laurence Dubois	Sarah Kokot	Guillaume Rouger

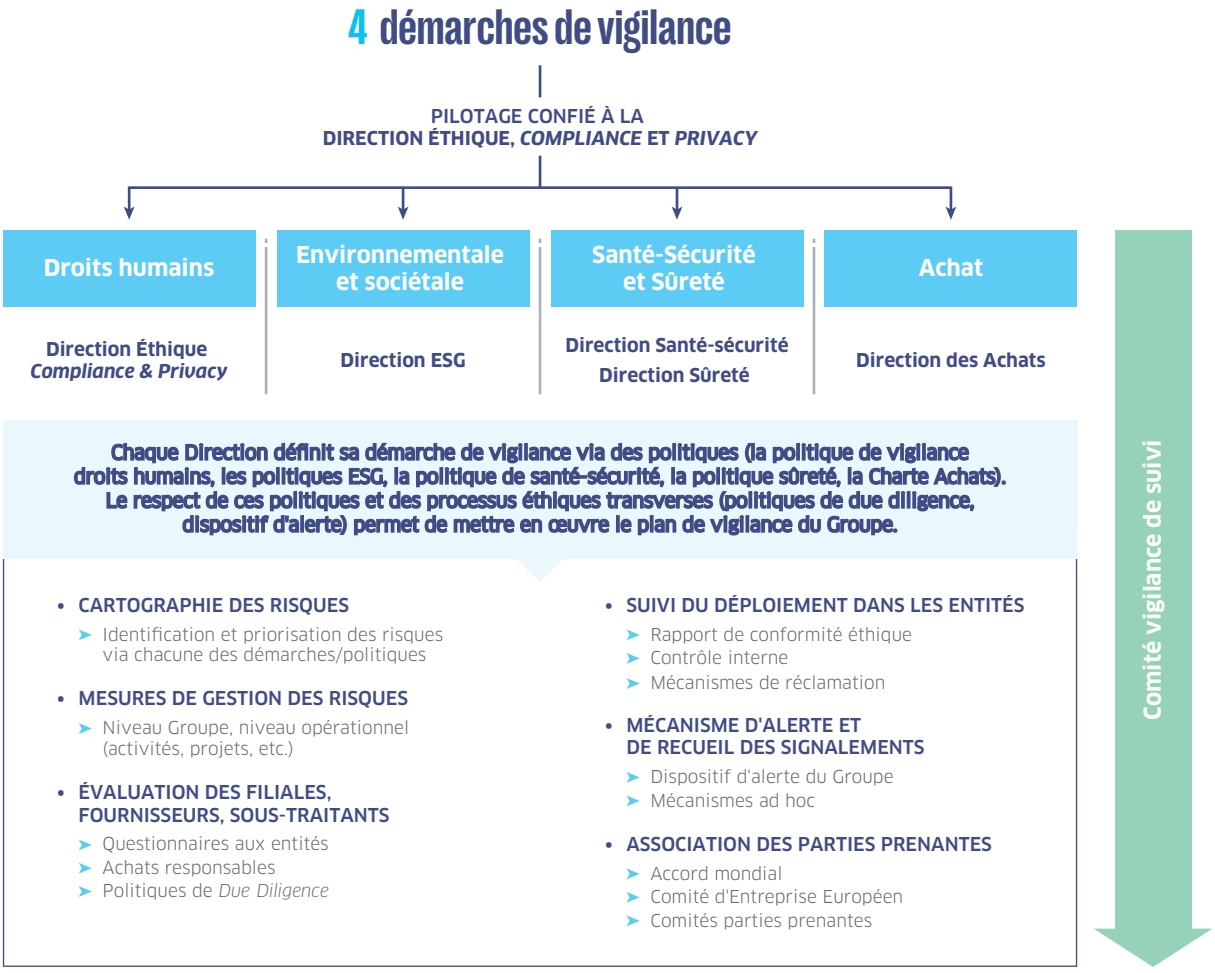
3.2 PLAN DE VIGILANCE

Conformément à la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et entreprises donneuses d'ordre, cette section présente le plan de vigilance du Groupe. De plus amples informations ainsi que les détails des politiques et actions sont disponibles sur le site internet du Groupe dans les pages dédiées au devoir de vigilance à l'adresse suivante : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Lorsque cela est pertinent, des renvois sont faits vers certaines sections de l'état de durabilité (Section 3.1.).

Faisant l'objet d'échanges réguliers avec les fédérations syndicales internationales au sein d'ENGIE dans le cadre d'un Accord mondial signé en 2022 (voir Sections 3.1.3 "Informations sociales", 3.2.1.1 "Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains" et 3.2.4.2 "L'association avec les parties prenantes"), ce plan regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE pour prévenir les risques liés à ses activités et à celles de ses sociétés contrôlées, ainsi qu'aux activités de ses sous-traitants ou fournisseurs avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie. Il vise les atteintes graves envers les droits humains, les libertés fondamentales, la santé, la sécurité des personnes et envers l'environnement. Le Groupe adhère aux standards internationaux, socle minimal que le Groupe entend appliquer partout où il opère.

Pleinement adossé sur l'organisation éthique, le plan de vigilance bénéficie d'un pilotage, d'une gouvernance et d'un suivi dédiés (voir Section 3.2.4).



3.2.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement

Le Groupe exerce sa vigilance au moyen de politiques couvrant l'ensemble des enjeux. Chacune de ces politiques prévoit des procédures d'identification et d'évaluation des risques. À partir de ces procédures, des objectifs et des dispositifs de suivi et d'évaluation de leur efficacité sont mis en place.

3.2.1.1 Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains

Gouvernance

La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* d'ENGIE, rattachée à la Direction Juridique et Éthique, elle-même sous l'autorité de la Secrétaire Générale, est en charge du volet droits humains du plan de vigilance. Elle s'appuie sur la filière juridique et éthique et sur les autres directions concernées par les aspects droits humains (voir Section 3.1.4.1 "Éthique et conduite des affaires").

Cartographie des risques

En application de la Politique de vigilance - droits humains, toutes les entités doivent notamment évaluer annuellement leurs activités au regard de leurs impacts sur les droits humains en suivant la méthodologie Groupe via une grille d'autodiagnostic dédiée (voir Section 3.1.4.1.2 "L'évaluation des risques éthiques"). Elles doivent également apprécier les nouveaux projets et les nouvelles activités commerciales via une grille dédiée visant à identifier les facteurs de risques propres à l'activité envisagée.

Les risques bruts sont évalués selon le pays, la présence de sous-traitance, l'activité, les caractéristiques liées aux travailleurs, la présence de populations vulnérables, les produits/services utilisés, l'éventuel recours à des forces de sécurité armées ou encore le type de relations commerciales. Les évaluations des tiers (fournisseurs, sous-traitants, partenaires, donneurs d'ordre, etc.), incluant explicitement les droits humains (voir Section 3.2.2), ainsi que le mécanisme d'alerte (voir Section 3.2.3), permettent également d'identifier les risques.

ENGIE est un groupe énergétique opérant principalement en France et dans quatre régions (l'Europe, l'Amérique du Sud, l'Amérique du Nord et la région Asie, Moyen-Orient, Afrique - AMEA). Au 31 décembre 2024, ENGIE compte 97 967 salariés répartis dans plus de 30 pays (voir Section 3.1.3.2 "Personnel de l'entreprise"). ENGIE a également recours à de la sous-traitance et aux employés de ces sous-traitants notamment dans le cadre de ses activités de construction (infrastructures, renouvelables etc.), opération, maintenance etc.

Compte tenu de ce contexte, les principaux enjeux droits humains du Groupe sont les suivants :

Droits fondamentaux des employés

- Conditions de santé-sécurité
- Liberté d'association
- Non-discrimination
- Lutte contre le travail forcé
- Durée du travail
- Conditions d'hébergement des travailleurs
- Vie privée

Droits des communautés locales

- Santé des populations environnantes
- Conditions de vie des populations environnantes (nourriture, eau, logement, culture, accès aux ressources…) et au droit à un environnement sain
- Relogement des populations
- Lutte contre la répression des opposants aux projets

Sous-traitance/fournisseurs/ partenaires

- Conditions de travail et santé et sécurité des sous-traitants
- Approvisionnement en énergie
- Traçabilité et approvisionnement des matériaux utilisés pour les produits et services du Groupe
- Pratiques des partenaires commerciaux dans les projets

Conditions de sécurité des employés et des sites

- Pratiques des forces de sécurité privées ou publiques dans l'exercice de leur mission de sécurité, et en particulier pratiques relatives à l'usage de la force
- Conditions de sécurité des employés dans les pays à risques

En particulier, les entités de deux régions importantes, Amérique du Sud et AMEA, ainsi que *Global Energy Management and Sales* (GEMS) et Tractebel présentent des risques plus importants en matière de droits humains, en raison des pays concernés ou du secteur d'activité.

Les risques majeurs potentiels d'impacts négatifs sur les droits humains de tout individu liés aux activités du Groupe portent sur les droits fondamentaux des travailleurs, en particulier sur les aspects de santé sécurité au travail. Le détail de ces risques sont présentés dans la Section 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail".

Politique de vigilance droits humains

La Politique de vigilance - droits humains du Groupe, en place depuis 2014 et en évolution permanente, explicite les engagements du Groupe et prévoit des processus réguliers d'identification et de gestion des risques.

Cette politique est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/politique-droits-humains. D'autres informations détaillées sur la politique sont accessibles dans la Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains".

Mesures de gestion des risques

En application de la Politique de vigilance - droits humains, pour chaque risque identifié, les entités du Groupe définissent et mettent en œuvre des plans d'action spécifiques permettant de gérer ces risques au niveau opérationnel. Certains de ces plans d'action sont décrits et mis à jour régulièrement sur le site internet du Groupe.

Des actions plus globales s'ajoutent à ces mesures de gestion des risques définies et mises en œuvre localement par les entités du Groupe. L'application de la Politique de vigilance - droits humains et des autres politiques du Groupe traitant les aspects droits humains relevant de leur périmètre (voir Section 3.1.3.1 "Le respect des droits humains"), permet la gestion des risques pour les enjeux droits humains du Groupe. Des exemples de ces mesures de gestion des risques illustrant les grandes catégories d'enjeux droits humains identifiés pour le Groupe sont présentés ci-après : "Exemples de mesures de gestion des risques".

L'Accord mondial portant sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE (voir Sections 3.1.3 "Informations sociales" et 3.2.4.2 "L'association avec les parties prenantes") participe également à la gestion des risques. Il permet le déploiement de standards élevés en termes de relations de travail et de droits sociaux à travers un dialogue social régulier, ouvert et constructif. Cet Accord a été conclu en janvier 2022 par le Groupe, les fédérations internationales, les organisations syndicales françaises et les représentants des organisations syndicales représentant ENGIE au niveau international, réunis au sein d'un groupe spécial de négociation. Il est disponible à l'adresse suivante : www.engie.com/news/accord-social-mondial.

Outils de sensibilisation

Une formation sur la démarche droits humains du Groupe a été développée en 2019. Ouverte à tous, elle cible, plus particulièrement, des opérationnels et managers directement concernés par ce sujet. Un module *e-learning* sur les droits humains pour tous les collaborateurs a également été déployé depuis plusieurs années.

En 2023 le Groupe s'est doté d'un nouveau Code de conduite éthique. Ce document, qui remplace la Charte éthique et le Guide pratique de l'éthique d'ENGIE, précise les engagements éthiques d'ENGIE. Parmi ces engagements figure le respect des droits humains. Le Code de conduite éthique, disponible en 15 langues, est publié sur les pages internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/code-conduite-ethique.

Exemples de mesures de gestion des risques

Ces exemples illustrent les grandes catégories d'enjeux droits humains identifiés pour le Groupe : droits fondamentaux des travailleurs, droit des communautés locales, conditions de sécurité des employés et des sites, sous-traitance, fournisseurs.

Droits fondamentaux des travailleurs

Prévenir le risque de santé-sécurité au travail

Pour ENGIE, la santé-sécurité est une priorité absolue. La protection de la vie de tous ceux qui travaillent pour le Groupe (employés ou travailleurs de sous-traitants) est au cœur de l'action d'ENGIE (voir Sections 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs", 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur" et 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail").

Prévenir le risque de harcèlement et de discrimination

La prévention et la lutte contre le harcèlement et toute forme de discrimination s'applique au sein du Groupe mais également au profit des employés des sous-traitants. Le Groupe a par exemple déployé en 2021 et 2022 des guides permettant notamment de réaffirmer le principe de tolérance zéro et ce, partout dans le monde :

- un guide contre toute forme de discrimination à l'encontre des personnes LGBTQ+ ;
- un guide sur la lutte contre le harcèlement sexuel et les agissements sexistes.

Prévenir les risques liés à l'esclavage moderne

Le Groupe partage les objectifs de la loi britannique sur l'esclavage moderne et prend plusieurs mesures pour s'assurer que dans ses opérations et celles de sa chaîne d'approvisionnement, il n'y a pas de pratiques d'esclavage moderne (incluant notamment : l'esclavage, le travail forcé et la traite des êtres humains). La déclaration d'ENGIE relative à l'esclavage moderne est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/politique-droits-humains.

D'autres mesures de gestion des risques liés aux droits fondamentaux des travailleurs sont développées dans l'Accord mondial d'ENGIE et à la Section 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail".

Droit des communautés locales

Prévenir les risques d'atteinte aux droits des communautés locales

Le Groupe est en particulier attentif aux conséquences de ses activités sur les communautés locales. Il prend spécifiquement en compte les situations des personnes vulnérables (comme les populations autochtones). Pour ce faire, le Groupe évalue les conséquences potentielles de son activité sur les communautés et veille à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation (voir Section 3.2.4.2).

Toutes les informations relatives aux risques d'atteinte aux droits des communautés locales sont détaillées dans l'état de durabilité du Groupe dans la Section 3.1.3.5 "Communautés affectées".

Conditions de sécurité des employés et des sites

Prévenir et gérer les risques liés à la sûreté des personnes

Le Groupe est particulièrement attentif au respect des droits humains dans les activités de sûreté. La Direction de la Sûreté fédère et anime un réseau de *security managers* qui déclinent et coordonnent la mise en œuvre de la Politique Groupe de sûreté. Cette Politique vise à assurer la protection des personnes, des sites et des informations contre les actes malveillants. Ce devoir de protection concerne tous les salariés, quel que soit leur statut, et notamment ceux en mobilité internationale.

Les menaces et les actions malveillantes visant les personnes font partie intégrante des risques sûreté inscrits au catalogue des risques de l'entreprise (ERM - *Entreprise Risks Management*). Les incidents de sûreté font l'objet d'un traitement systématique.

Les exigences du Groupe incluent également la sensibilisation des *security managers* et la formation obligatoire du personnel des prestataires de sûreté. Cela vise notamment à prévenir le risque d'usage disproportionné de la force dans le cadre des activités de sûreté. Par ailleurs, ces prestataires font également l'objet de vérification (*due diligence*) avant emploi. Aussi, les contrats avec les sociétés de gardiennage ou de sécurité privée comportent systématiquement la clause éthique du Groupe figurant dans les conditions générales d'achat.

Enfin, les acteurs de la sûreté, en liaison avec les équipes *data privacy*, veillent au strict respect des règles liées à l'enregistrement et à la conservation des données de vidéo protection.

Les engagements, les processus d'alerte, de gestion des incidents sont décrits dans la Section 3.1.4.3.2 "La sûreté des personnes, des sites et des informations".

D'autres mesures de gestion des risques santé, sécurité, sûreté sont développées dans l'Accord mondial d'ENGIE et à la Section 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail".

Sous-traitance, fournisseurs

Prévenir les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine

Le Groupe a mis en place, depuis plusieurs années, un plan d'action spécifique de vigilance approfondie pour identifier et gérer ces risques pour certaines catégories de produits. Le Groupe s'est engagé à assurer le respect des droits internationaux et à veiller activement à ce qu'il n'y ait aucun recours au travail forcé et ce, sur l'ensemble de sa chaîne d'approvisionnement située en Chine. En 2024, le Groupe a continué ses actions de vigilance approfondie (voir également la Section 2.2.5.1).

ENGIE a volontairement réduit son panel de fournisseurs concernés par les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine. Le Groupe effectue sur ses fournisseurs des vérifications éthiques renforcées. Afin de s'assurer de la transparence de ses fournisseurs, ENGIE a également mis en place un échange direct avec chaque fournisseur, permettant ainsi d'évaluer leur capacité à s'engager et à échanger les informations les plus sensibles.

Les principales mesures mises en place incluent :

- des enquêtes (*due diligence*) approfondies sur les fournisseurs réalisées par des experts indépendants qui prennent spécifiquement en compte les enjeux droits humains ;
- des justificatifs demandés aux fournisseurs quant à leur chaîne d'approvisionnement ;
- une déclaration écrite par laquelle le fournisseur s'engage à ne pas recourir au travail forcé ;
- l'envoi de questionnaires éthiques (*Ethics Survey*) sur le thème du travail forcé par lesquels les fournisseurs doivent justifier à l'aide de documentation qu'ils interdisent le travail forcé ;
- des clauses contractuelles renforcées (clause générale d'audit, rupture de contrat en cas de violation par les fournisseurs de leurs obligations, garantie du fournisseur de respecter les réglementations locales et internationales relatives au travail forcé de l'approvisionnement en matières premières à la livraison du produit) ;
- la participation à plusieurs initiatives sectorielles (Solar Industry Energie Association aux États Unis, Solar Power Europe, WindEurope, Global Battery Alliance) dans le domaine solaire, éolien, batterie pour partager et améliorer les pratiques de gestion des risques.

Prévenir le risque d'atteinte aux droits fondamentaux des travailleurs des centres de relations clients d'ENGIE situés à l'étranger

Un plan d'action a commencé à être déployé en 2022. Ce plan cible certains centres de relations clients du Groupe situés à l'étranger et vise à évaluer les conditions de travail réelles des travailleurs en concertation avec eux. En 2023 et 2024, par exemple, des vérifications permettant de s'assurer de la mise en œuvre des exigences ont été réalisées directement sur place dans certains centres de relations clients. Des audits sociaux, réalisés par un tiers spécialisé indépendant, sont par ailleurs organisés chez les prestataires de centres de relations clients d'ENGIE.

D'autres mesures de gestion des risques liés aux relations commerciales sont développées dans l'Accord mondial d'ENGIE et aux Sections 3.2.1.2 "Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail", 3.2.1.4 "Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie, 3.2.1.5 "Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie" et 3.2.2 "Évaluation des tiers".

Des informations plus détaillées sur les mesures de gestion des risques sont également disponibles sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Suivi et mesure de la performance

Le suivi de l'application de ces processus est intégré dans le rapport de conformité éthique (indicateurs quantitatifs et qualitatifs) et dans le système de contrôle interne (voir Section 3.1.4.1.7 "Contrôles et certifications").

Résultats 2024	Pour rappel 90,3% des collaborateurs sont formés à l'éthique. De manière plus spécifique, 2 627 collaborateurs sont formés par le Groupe aux droits humains parmi lesquels environ 60% de fonctions opérationnelles, dont plus de la moitié d'entre eux provient d'entités à risque, et 17 263 collaborateurs formés en *e-learning*. D'autres sessions de formation sont également organisées par les entités sur les enjeux droits humains.
Contrôle interne (voir Section 2.3)	81,8% des entités du Groupe ont évalué le déploiement du plan de vigilance à leur niveau comme effectif (1). 93,4% des entités du Groupe ont évalué le déploiement de la Politique de vigilance - droits humains à leur niveau comme effectif (1).
Rapport de conformité éthique	95% : couverture de l'évaluation annuelle des risques droits humains. 100% : des partenaires sont vérifiés par le biais d'une *due diligence* (avec risque droits humains) dans le cadre des comités d'investissement du Groupe.

(1) Niveau 4 maximal selon le référentiel de contrôle interne.

En 2022, le Groupe a signé un Accord mondial portant sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale. L'Accord prévoit également un suivi des engagements :

Engagements Groupe	Suivi (chiffres 2024)
Santé-sécurité (voir Sections 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs" et 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie)")	Taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants : 1,7 pour un objectif de 2,0 (en amélioration par rapport à 2023 : 1,8) Taux de mortalité : 0,009 (0,019 en 2023) ; objectif de zéro chaque année
Programme ENGIE Care (niveau de protection sociale minimale pour l'ensemble des collaborateurs dans le monde, voir Section 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social")	**Congé maternité intégralement payé (14 semaines)** : 99% de salariés couverts au 1er septembre 2024 et 100% fin 2024 (en 2023, 73,5% des entités étaient conformes à ce minimum, ce qui représentait, pour 2023 : 90,7% des salariées ; en 2022 : 66,5% des entités étaient conformes à ce minimum) **Congé paternité intégralement payé (4 semaines)** : 98% de salariés couverts au 1er septembre 2024 et 100% fin 2024 (en 2023, 40% des entités étaient conformes à ce minimum, ce qui représentait, pour 2023 : 62,3% des salariés ; en 2022 : 27,7% des entités étaient conformes à ce minimum) **Couverture décès (12 mois de salaire brut versés en cas de décès)** : 98% de salariés couverts au 1er septembre 2024 et 100% fin 2024 (97,2% en 2023 et 94,6% en 2022) Remboursement de 75% des frais en cas d'hospitalisation : 100% de salariés couverts au 1er septembre 2024 et 100% fin 2024 (98,6% en 2023 et 97,2% en 2022) **Couverture invalidité (12 mois de salaire brut versés en cas d'incapacité totale et permanente)** : 98% de salariés couverts au 1er septembre 2024 et 100% fin 2024 (87% en 2023 et 79,2% en 2022)
Mixité : 50% de femmes managers (voir Section 3.1.3.2.4 "Équité, diversité et inclusion")	Pourcentage de femmes managers : 32% (31,2% en 2023)
Égalité salariale femmes/hommes (voir Section 3.1.3.2.4 "Équité, diversité et inclusion")	Ecart salarial entre les femmes et les hommes : 1,85% (1,92% en 2023)

3.2.1.2 Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail

Dispositif de management de la santé-sécurité

La protection de la santé-sécurité des personnes qui travaillent pour le Groupe constitue une priorité absolue. Pour atteindre ses objectifs dans ce domaine, le Groupe a mis en place les dispositions suivantes :

- une Politique Santé-Sécurité qui identifie les enjeux, fixe les ambitions et définit les leviers d'action ;
- un dispositif de gouvernance dédié, intégrant la présentation des résultats santé-sécurité au Comité Exécutif (Comex), au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) ainsi qu'au Conseil d'Administration ;
- des Règles Groupe et standards thématiques qui définissent les exigences à respecter par les entités et les opérateurs, qu'ils soient salariés, sous-traitants ou intérimaires ;
- des plans d'actions destinés à maîtriser les risques intégrant des actions de formation des collaborateurs et de sensibilisation des opérateurs ;
- un *reporting* quantitatif sous la forme d'indicateurs et un reporting qualitatif permettant la remontée puis l'analyse des incidents et accidents, ainsi que celle des événements organisés par les entités ;
- des actions de vérification de la mise en œuvre sur le terrain des attendus du Groupe sous la forme de visites sécurité, audits et inspections.

Les principales dispositions mises en œuvre en 2024 sont décrites ci-dessous, ainsi qu'en Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs".

Gouvernance

La santé-sécurité au travail est animée par la Direction Santé-Sécurité du Groupe en application de sa Politique Santé-Sécurité.

Un Comité de Direction Santé-Sécurité Groupe présidé par la Vice-Présidente Santé-Sécurité du Groupe, intégrant notamment les responsables santé-sécurité des quatre GBU et de Nucléaire se réunit tous les mois. Ce comité a pour mission de définir les indicateurs à suivre ainsi que les objectifs à atteindre, de décider des actions à mettre en œuvre et d'assurer sur le plan opérationnel le déploiement du plan de transformation santé-sécurité du groupe ENGIE *One Safety*.

Par ailleurs, le déploiement de ce plan de transformation est régulièrement présenté dans les instances représentatives du personnel.

Méthodologie de management des risques

ENGIE s'est doté depuis plusieurs années d'une Règle Groupe santé-sécurité qui définit les exigences minimales pour l'identification, l'évaluation et le traitement des risques en matière de santé-sécurité au travail et de sécurité des procédés industriels (la règle RG04).

Cette Règle Groupe détaille les cinq étapes clés du processus de management des risques :

- l'identification des dangers et l'évaluation des risques ;
- leur traitement en appliquant la hiérarchie de la prévention ;
- leur enregistrement et leur suivi ;
- leur communication aux managers et opérateurs concernés ;
- leur réévaluation régulière.

Cette Règle Groupe a été révisée en 2024 avec pour objectifs de :

- renforcer l'application d'une approche basée sur les risques en matière de santé-sécurité au travail et de sécurité des procédés industriels ;
- s'assurer de la mise en œuvre d'une stratégie préventive et proactive de gestion des risques au sein de l'ensemble des entités d'ENGIE.

Cartographie des risques

La cartographie des risques liés à la santé-sécurité intègre d'une part les risques d'atteinte à la santé-sécurité des salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe et d'autre part les risques liés à la sécurité des procédés industriels des actifs du Groupe ou de ceux dont le Groupe assure la maintenance et/ou l'exploitation pour le compte de clients.

CARTOGRAPHIE DES RISQUES SANTÉ-SÉCURITÉ ET SÉCURITÉ INDUSTRIELLE

Atteinte à la santé-sécurité des personnes

Accident au travail	Atteinte à la santé	Accident industriel
Risques d'atteinte à la sécurité : • **exemples de risques :** chute de hauteur, accident de la route, travaux à proximité de véhicules ou d'équipements en mouvement, électrisation, électrocution, explosion, exposition à des pressions élevées, effondrement de tranchée, incendie, intoxication aigue, asphyxie, anoxie, blessures liées à l'utilisation d'outils ou de machines, au levage d'équipements, chutes d'objet, d'outil ou d'équipement.	**Risques liés au contexte d'exécution des activités :** • **exemples de risques pour la santé :** troubles musculosquelettiques, risques psycho-sociaux, exposition à des produits cancérogènes, mutagènes ou reprotoxiques.	**Risques liés aux process industriels Exemples d'activités :** • exploitation de terminaux méthaniers, de stockages souterrains de gaz, de réseaux de transport et de distribution de gaz, de chaufferies et de centrales, de barrages hydrauliques, de réseaux de chaleur, de parcs éoliens ; • activités de services sur le site industriel d'un client ; • construction d'infrastructures.

La mise en œuvre de la Règle Groupe sur le management des risques ainsi que le *reporting* des événements santé-sécurité qui se produisent sur le terrain a amené le Groupe à identifier en 2024 plusieurs risques majeurs pouvant conduire à des accidents graves ou mortels parmi les salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe. Ce sont en particulier les risques :

- d'électrocution ;
- de feu ou d'explosion ;
- de chute de hauteur ;
- d'écrasement lors de la chute d'un équipement ou d'un objet, ou lors du levage d'une charge ;
- de blessure lors de l'utilisation d'une machine, d'un équipement ou d'un outillage.

Ces cinq risques ont représenté en 2024 plus de 70 % des événements qui auraient pu conduire à un accident grave ou mortel (événements dits à haut potentiel de gravité ou "HiPo").

Le traitement de ces risques majeurs est au cœur du dispositif de prévention des risques auxquels les salariés, intérimaires et sous-traitants du Groupe sont exposés.

Politique Santé-Sécurité au travail

La Politique Santé-Sécurité du Groupe définit les principes fondamentaux du management de la santé-sécurité.

Une version révisée de cette politique a été publiée en 2022, à l'occasion de la mise en place d'un Accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE. L'Accord intégrant la Politique Santé-Sécurité en annexe est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : www.engie.com/news/accord-social-mondial.

Mesures de gestion des risques

Les mesures de gestion des risques sont décrites dans les Règles Groupe santé-sécurité et standards thématiques qui définissent les exigences à respecter par les entités et les opérateurs, qu'ils soient salariés, sous-traitants ou intérimaires.

Les différents métiers du Groupe définissent en complément les exigences particulières à respecter pour traiter les risques spécifiques à leurs activités.

En complément de ces différentes dispositions, le Groupe a défini puis déployé les cinq Incontournables de la Sécurité qui sont les comportements qui doivent être mis en œuvre par les salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe pour lutter contre les accidents graves et mortels. Ce sont :

- les neuf Règles Qui Sauvent ;
- l'identification et le traitement des HiPo (événements à haut potentiel de gravité) et des autres incidents en lien avec la prévention des accidents graves (par exemple le non-respect d'une Règle Qui Sauve) ;
- le "Point d'Arrêt" ("*Stop the work*" en anglais) si les conditions de sécurité ne sont pas réunies ;
- la Minute Qui Sauve (analyse des risques de dernière minute) à réaliser avant de démarrer ou de reprendre toute activité ;
- la Vigilance Partagée, qui consiste à se préoccuper également de la sécurité des personnes qui travaillent dans le même environnement.

Le Groupe a également édicté des règles à respecter par ses entités concernant la santé-sécurité de ses intérimaires (RG01) et la santé-sécurité de ses sous-traitants (RG02).

Compte tenu du nombre d'accidents mortels qui se sont produits ces dernières années, le Groupe a souhaité renforcer ses règles et pratiques en santé-sécurité au travail en mandatant un consultant spécialisé (dss+ Consulting). Ce consultant a eu pour mission l'évaluation du système de management de la santé-sécurité du Groupe, de la culture dans ce domaine des personnes travaillant pour le compte du Groupe et l'analyse des écarts par rapport aux bonnes pratiques mises en place par les industriels les plus performants dans ce domaine.

L'évaluation réalisée par le consultant lui a permis d'identifier les points forts du Groupe ainsi que les axes d'amélioration et d'émettre un certain nombre de recommandations visant à éradiquer durablement les accidents graves et mortels.

À partir de ces recommandations, de l'analyse réalisée en interne, des échanges avec les représentants du personnel et des retours d'expérience issus des entités opérationnelles, le Groupe a défini un vaste plan de transformation santé-sécurité ENGIE One Safety.

Les nouvelles actions majeures de traitement des risques mises en œuvre en 2024 dans le cadre de ce plan de transformation sont les suivantes :

- l'élaboration et la diffusion de deux nouveaux standards, l'un sur la prévention des chutes de hauteur, l'autre sur la prévention des électrocutions ;
- la poursuite du nouveau programme de formation-*coaching* destiné à tous les managers du Groupe, appelé *ENGIE One Safety Culture*, qui a pour objectif d'améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, les causeries et les revues de performance ; depuis le lancement du programme, ce sont 8 578 managers qui ont été formés et 5 207 managers qui ont été coachés ;
- l'administration d'un questionnaire dit de contrôle interne qui permet aux responsables santé-sécurité d'auto-évaluer la maîtrise par leur entité des risques d'accident grave et mortel et d'identifier des actions d'amélioration pour les thématiques qui ne sont pas au niveau de maîtrise attendu (INCOME/COR8a) ;
- l'élaboration et le test d'un nouveau questionnaire de contrôle interne sur la maîtrise des risques psychosociaux (INCOME/COR8c) qui a pour objectif de permettre aux entités de s'auto-évaluer sur ce sujet.

La description détaillée de ces différentes actions est disponible en Section 3.1.3.2.6 "Santé et sécurité des travailleurs"..

Outils de sensibilisation

En 2024, le Groupe a élaboré et diffusé plusieurs outils de sensibilisation destinés à améliorer la santé-sécurité au travail, parmi lesquels :

- un *e-learning* obligatoire "ENGIE *One Safety Induction*", à destination de l'ensemble des salariés du Groupe et de ses sous-traitants, conçu pour ancrer les Incontournables de la Sécurité dans les pratiques quotidiennes ;
- plusieurs campagnes de sensibilisation à destination des salariés, intérimaires et sous-traitants opérationnels (maîtrise des risques électriques, des risques de chute de hauteur, mise en œuvre de la Minute Qui Sauve, mise en œuvre du point d'arrêt) ;
- un nouveau site internet dédié à la prévention des accidents graves et mortels *ENGIE One Safety* à destination des différentes parties prenantes internes et externes du Groupe ; ce site est accessible à l'adresse suivante : https://onesafety.engie.com/fr/home/ ;

- la *Newsletter* "*Prevention News*" dédiée à la prévention des accidents en particulier graves et mortels ;
- la *Newsletter* "*No Mind at Risk*" destinée à améliorer la qualité de vie au travail et à prévenir les risques psychosociaux.

Suivi et mesure de la performance

Plusieurs dispositifs ont été mis en œuvre pour évaluer et suivre la performance du Groupe en santé-sécurité au travail, en complément des dispositions mises en place par les entités.

Le Groupe met en œuvre depuis plusieurs années un *reporting* santé-sécurité destiné à suivre au travers d'indicateurs quantitatifs sa performance dans ce domaine. En 2024, le Groupe a publié une nouvelle version de son référentiel de *reporting* santé-sécurité de façon à y intégrer les nouveaux indicateurs prescrits par les normes européennes, en application de la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (*CSRD*).

Par ailleurs, ENGIE met en œuvre un processus d'audit interne destiné à évaluer la maîtrise par les entités des risques majeurs, pour éviter les accidents graves et mortels. À cette occasion sont identifiés des bonnes pratiques et des axes d'amélioration.

Le suivi de la performance santé-sécurité du Groupe est réalisé par différents organes de gouvernance :

- le Comité de Direction Santé-Sécurité Groupe présidé par la Vice-Présidente Santé-Sécurité du Groupe ;
- le Comité Exécutif ;
- le CEEDD ;
- le Conseil d'Administration.

Les résultats santé-sécurité du Groupe en 2024 sont les suivants :

- **nombre de décès suite à blessure** en lien direct avec les activités professionnelles parmi les salariés, les intérimaires et les sous-traitants du Groupe de 3 (6 en 2023), pour un objectif de zéro ;
- **taux de mortalité** des salariés, intérimaires et sous-traitants de 0,009 (contre 0,019 en 2023) pour un objectif de zéro. Ce taux de mortalité est calculé de la façon suivante, en intégrant les données relatives aux salariés, intérimaires et sous-traitants :

  taux de mortalité = (Nombre de décès suite à accident du travail) $x10^6$ / Nombres d'heures travaillées
- **taux de fréquence des accidents avec arrêt** des salariés, des intérimaires et des sous-traitants travaillant pour le Groupe de 1,7 (1,8 en 2023), inférieur à l'objectif maximum de l'année de 2,0.

  Le taux de fréquence des accidents avec arrêt est calculé de la façon suivante, en intégrant les données relatives aux salariés, intérimaires et sous-traitants :

  LTIR = (Nombre d'accidents de travail avec arrêt + nombre de décès suite à accident) x 10^6 / Nombres d'heures travaillées
- **taux de gravité des accidents** avec arrêt des salariés de 0,074 (selon référentiel OIT) ; ce taux de gravité est calculé de la façon suivante :

  TG = Nombre de jours d'arrêt de travail x 1000 / Nombre d'heures travaillées

3.2.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à l'environnement et au sociétal

Gouvernance

La Direction Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG), rattachée au Directeur Général Adjoint en charge de la Finance, des Achats et de l'ESG, porte les enjeux Climat, Nature et Sociétal à l'échelle du Groupe. Elle anime et coordonne une filière avec des *Sustainability Officers* couvrant les enjeux environnementaux et sociétaux. L'organisation ESG est ainsi déclinée au niveau GBU, pays et local. Les *Sustainability Officers* sont responsables de la bonne mise en œuvre des politiques, du respect des objectifs et de la mesure de la performance dans leur périmètre respectif.

Cartographie des risques

CARTOGRAPHIE DES RISQUES ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIÉTAUX

Risques environnementaux	Risques sociétaux
• Atténuation du changement climatique (GES) • Adaptation au changement climatique • Biodiversité et réhabilitation des écosystèmes • Eau douce et Océans • Pollution • Usage des sols	• Relations avec les communautés locales et les peuples autochtones • Formation, reconversion des salariés • Droit à opérer sur un territoire • Offres commerciales abordables

D'un point de vue environnemental, le risque majeur pour le Groupe est le risque climatique, le suivi des risques, la biodiversité, l'eau, la pollution et la gestion des ressources. Le risque climatique est analysé sous la double dimension atténuation (annuellement et trimestriellement) et adaptation (annuellement). Les autres risques environnementaux sont analysés chaque année pour le périmètre existant et pour chaque projet soumis à une validation a minima au niveau des comités exécutifs de GBU. Ces risques environnementaux sont traités à la fois au niveau global et local afin d'identifier les projets et les sites à risque, puis d'établir des plans d'action. La cartographie est réalisée sur la base des données environnementales mesurées par les sites, de bases de données internationales et de scenarios climatiques établis en partenariat avec les experts de l'Institut Pierre-Simon Laplace.

En 2024, le Groupe a approfondi l'analyse des Dépendances, Impacts, Risques et Opportunités en matière de nature selon la méthode *LEAP* (*Locate, Evaluate, Assess, Prepare*).

En matière d'eau douce, les principaux risques associés sont le risque de manque d'eau dans les zones de stress hydrique ou en cas de sécheresse. En effet, beaucoup de processus du Groupe ont besoin d'eau pour fonctionner (centrales thermiques, hydroélectricité, réseau de chaleur et de froid, terminaux méthaniers, etc.). Ce risque est suivi au travers de l'analyse annuelle des sites, ou ad hoc pour les projets de développement, situés en zone de stress hydrique et du déploiement des plans d'action environnementaux.

En matière d'océans, les principaux risques sont liés au développement et à l'exploitation des éoliennes offshore et des usines de dessalement.

En matière de biodiversité, une analyse annuelle, ou ad hoc, de la proximité des sites aux zones sensibles pour la biodiversité (catégories UICN I à VI, zones Ramsar, sites UNESCO naturels et mixtes, zones MAB, *Key Biodiversity Areas* et Natura 2000) est réalisée. Cette analyse intègre également les enjeux au regard des espèces menacées et de l'intégrité écologique des écosystèmes.

En matière de forêt, le principal risque associé aux activités du Groupe porte sur la nécessité de couper des arbres pour le développement de nouveaux projets. Cette option n'est retenue qu'en tout dernier lieu, après avoir étudié toutes les possibilités d'évitement et de réduction. Le risque lié à la déforestation importée dans le cadre de l'approvisionnement en énergie est détaillé dans la Section 3.2.1.4. "Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie".

En matière de pollution, les risques associés aux activités du Groupe sont principalement liés aux émissions de polluants atmosphériques (NOx, SOx, Particules). Dans une moindre mesure, les activités peuvent également présenter des risques de pollution de l'eau (rejet des centrales thermiques, terminaux méthaniers ou usines de dessalement) et en cas de déversement accidentel, de pollution des sols.

En matière d'économie circulaire, le principal risque est lié aux déchets générés par les activités, en particulier en phase de démantèlement. Ces déchets sont suivis localement et les quantités reportées annuellement.

Le tableau ci-après récapitule les principaux risques d'impact négatif sur la nature par activité :

Activités / Risques d'impact négatif	Usage des sols	Usage d'eau douce	Occupation de l'espace aérien	Rejets dans l'eau ou les océans	Émissions dans l'air	Émissions accidentelles dans les sols	Production de déchets	Utilisation de matériaux critiques dans la chaine d'approvisionnement	Nuisances sonore, olfactive ou visuelle	Dissémination d'espèces exotiques envahissantes
Centrales thermiques	●	●		●	●	●	●		●	●
Dessalement	●			●			●		●	
Hydroélectricité	●	●							●	●
Éolien onshore	●		●				●	●	●	
Éolien offshore	●		●				●	●	●	
Solaire au sol	●						●	●	●	
Géothermie	●	●							●	
Biomasse bois	●				●		●		●	●
Biométhaniseur	●					●	●		●	
Stockage de gaz souterrain	●	●			●	●			●	
Terminaux méthaniers	●			●	●				●	●
Stockage en batteries	●						●	●	●	
Transport de gaz					●		●		●	●
Distribution de gaz							●			●

Pour l'ensemble des risques d'impacts négatifs pour la nature et pour les risques associés aux pollutions accidentelles, le risque pour les communautés résultant de ces impacts est également analysé. En cas de risque, des actions sont mises en œuvre pour réduire le risque et gérer les impacts.

D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont constitués de l'impact des activités sur les communautés locales et leurs conséquences sociales. L'analyse des risques est basée sur une cartographie des parties prenantes. Des plans d'engagement (plans sociétaux) sont ensuite mis en place et actualisés annuellement du stade projet à la fin de vie de l'actif ou de l'arrêt de l'activité.

Le développement des projets fait l'objet d'une attention particulière avec une analyse des risques environnementaux et sociétaux le plus en amont possible du développement afin de pouvoir éviter au maximum les impacts. Le résultat de l'analyse de risques est présenté lors de la validation des projets en comité d'investissement. En 2024, ce processus s'applique à tous les projets majeurs du Groupe ou du Conseil d'Administration. L'objectif est de couvrir l'ensemble des projets, quelle que soit leur taille d'ici fin 2025. Les thématiques analysées sont notamment : l'atténuation du changement climatique, l'adaptation au changement climatique, la biodiversité, l'eau et les océans, la pollution de l'air, l'économie circulaire, les parties prenantes, l'approvisionnement responsable et les controverses. Les critères sont détaillés sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux.

Politiques ESG

Les Politiques ESG du Groupe orientent la démarche de vigilance en matière environnementale et sociétale (voir Section 3.1). Ces politiques comprennent des politiques thématiques environnementales (climat, eau et océans, biodiversité et écosystème, anti-pollution, économie circulaire & ressources, forêts) et sociétales (dialogue avec les parties prenantes, Transition juste). Les risques environnementaux et sociétaux sont analysés périodiquement à tous les niveaux de l'entreprise. Ces politiques sont déclinées au niveau de chaque *Global Business Unit* (GBU), filiale et site. La mise en œuvre des politiques est suivie au travers d'objectifs Groupe en lien avec les risques identifiés. L'état d'avancement de ces objectifs est mesuré chaque année et les résultats sont présentés et commentés par le CEEDD et le Conseil d'Administration. Pour le risque "atténuation du changement climatique", en complément de la mesure de performance annuelle, des revues trimestrielles sont réalisées afin de s'assurer de la conformité des résultats aux trajectoires définies. Les données du bilan carbone sont revues annuellement par les Commissaires aux comptes à travers des audits et des travaux de vérification. Les autres risques environnementaux et sociétaux sont analysés au travers du respect des objectifs ainsi que la bonne mise en œuvre des plans d'actions. La mise en œuvre de la politique, des objectifs et des plans d'action fait également l'objet d'un processus de contrôle interne annuel. Les résultats sont présentés au Comité d'Audit et au Conseil d'Administration.

Mesures de gestion des risques

Climat

ENGIE reconnait la menace que représente le changement climatique et le rapport 1.5°C du GIEC. La maîtrise des émissions de gaz à effet de serre (GES) est un enjeu majeur pour le Groupe. ENGIE s'est fixé des objectifs de réduction d'émissions compatibles avec l'Accord de Paris ; le Groupe s'est ainsi engagé, en mai 2021, sur l'objectif Net Zéro Carbone à l'horizon 2045, pour l'ensemble de ses émissions directes et indirectes. Tous les objectifs sont disponibles dans la Section 3.1.2.1.5.

Les actions prises pour atteindre ses objectifs sont disponibles dans la Section 3.1.2.1.4, les principaux sont :

- la sortie du charbon d'ici 2027 au plus tard, avec l'ordre de mérite suivant : fermeture, conversion, puis, si cela n'est pas possible, vente, en s'assurant d'un dialogue continu avec les parties prenantes dans une démarche de Transition juste (voir Section 3.1.3.3). Le plan de sortie progresse rapidement ; ainsi les capacités électriques centralisées au charbon sont passées de 7,2 GW en 2017 à 2,1 GW en 2024 ;
- la réduction, le verdissement ou la décarbonation de la consommation et des ventes de gaz, tout en produisant des gaz verts et décarbonés ;
- le verdissement ou la décarbonation de la production, des ventes et de la consommation d'électricité et de chaleur ;
- la transition des infrastructures énergétiques (et notamment la réduction des émissions de méthane des infrastructures gazières).

Le Groupe a aussi développé de nombreux outils de pilotage, décrits dans la Section 3.1.2.1.3., les principaux sont :

- la définition de limites à ne pas dépasser sur les principaux postes d'émissions de ses activités (génération d'énergie, et les ventes de gaz et d'électricité). Elles sont jalonnées sur l'ensemble de la trajectoire Net Zéro Carbone du Groupe (2030, 2035, 2040 et 2045) et allouées à chaque GBU ;
- le suivi de ces limites qui est assuré chaque année lors du Plan À Moyen Terme, dans le cadre duquel les GBU élaborent leur stratégie opérationnelle de décarbonation de manière à respecter les limites fixées ;
- le pilotage infra-annuel des émissions qui est réalisé via une remontée trimestrielle des principaux postes d'émissions. Il est intégré au dialogue managérial sur la performance opérationnelle et financière via les *Quarterly Business Reviews ;*
- par ailleurs, toute nouvelle décision d'investissement doit être prise en respectant les limites attribuées aux GBU.

Les politiques de rémunération de la Directrice Générale, du Comex et des cadres dirigeants intègrent des critères liés aux objectifs climatiques du Groupe (voir Section 3.1.2.1.1 et Section 4.2).

En parallèle de ces efforts d'atténuation du changement climatique, le Groupe s'adapte également aux impacts que celui-ci aura sur ses activités, en cohérence avec les projections de la science climatique (voir Section 3.1.2.1.1).

Le Groupe communique sur l'avancement de son plan de transition dans l'état de durabilité (voir Section 3.1) et en rend compte à ses actionnaires lors d'un point spécifique à l'ordre du jour de l'Assemblée Générale depuis 2023.

Nature

Les politiques thématiques environnementales définissent les processus d'identification des risques et de mise en place des plans d'action pour éviter, réduire et, si besoin, compenser les impacts environnementaux des activités du Groupe. Ces plans d'action sont vérifiés annuellement et font l'objet d'un objectif de déploiement à 100% pour les projets, les sites et activités d'ici à 2030.

Outre la mise en œuvre de plans d'action, les objectifs ESG en matière de nature couvrent : la préservation de la biodiversité, l'optimisation de la consommation et du prélèvement d'eau douce pour la production d'énergie, la réduction des émissions de polluants atmosphériques et la réduction de la production de déchets.

Pour les sites utilisant de l'eau douce et situés en zone de stress hydrique extrême ou élevé, des actions sur l'eau pour réduire l'impact sur la ressource sont attendues, prenant en compte le contexte du bassin versant et les parties prenantes du territoire. Ces actions sont intégrées aux plans d'action environnementaux.

En matière d'océans, au regard des risques identifiés, des actions sont mises en œuvre et intégrées aux plans d'action environnementaux.

Pour tous les sites ou projets présentant un risque pour la biodiversité ou les écosystèmes des plans d'action sont demandés, privilégiant par ordre décroissant les actions d'évitement, de réduction ou de compensation. Ces plans d'action sont parties intégrantes des plans d'action environnementaux.

Lorsque la coupe d'arbres ne peut être évitée, des arbres sont replantés dans la même région, après discussion avec les experts externes pour identifier les espèces endémiques et respecter les écosystèmes. Dans la plupart des projets, a minima deux arbres sont replantés pour un arbre coupé.

En matière de pollution de l'eau, de l'air ou des sols, une fois identifiés les risques sont traités au travers d'actions d'atténuation (éviter, réduire, compenser) intégrées aux plans d'action environnementaux.

Le traitement des déchets se fait dans le respect de la hiérarchie des huit actions définies dans la politique : écoconception, préservation, optimisation, réemploi, réparation, recyclage, innovation, responsabilisation. Tout comme les autres enjeux environnementaux, les actions d'atténuation des risques sont reprises dans les plans d'action environnementaux.

Sociétal

La politique en matière de sociétal est centrée sur le dialogue avec les parties prenantes, incluant les communautés locales, y compris les peuples autochtones. Sa mise en œuvre comprend une boîte à outils, dont un outil de cartographie des parties prenantes et d'accompagnement à l'élaboration de plans d'action associés, des programmes de formation et un centre d'expertise. La Politique d'engagement avec les parties prenantes est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Engagement%20Parties%20Prenantes.pdf.

La Politique Transition juste couvre les enjeux sociétaux associés à la transition énergétique au travers de quatre axes : salariés, clients, territoires et fournisseurs. Elle est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Transition%20Juste.pdf.

Mesure et suivi

La mise en place des plans d'action fait l'objet d'objectifs à échéance 2030 (100%), avec une étape intermédiaire de 80% de déploiement fin 2025.

En 2024, le niveau de déploiement est de 76% de plans d'action environnementaux et de 54% pour les plans sociétaux.

Outils de sensibilisation

Des modules de *e-learning* sur le climat, la biodiversité, l'engagement des parties prenantes et la matrice ESG dans les décisions d'investissements ont été développés depuis 2021 avec la *Sustainability Academy* et ciblent, plus particulièrement, les opérationnels et managers directement concernés par ce sujet.

Dans le cadre du déploiement de la nouvelle filière ESG, des sessions de formation ont également été proposées par thème ESG, tout au long de l'année 2024 pour s'assurer de la bonne compréhension des politiques et expliquer leur mise en œuvre.

Des webinaires ont également été proposés aux *Business Developers* pour leur expliquer les différents critères environnementaux et sociétaux, et les attendus au regard des politiques environnementales et sociétales.

Suivi et mesure de la performance

La performance en matière d'atténuation du changement climatique, caractérisée par le respect de la trajectoire de réduction des émissions à 2030 est suivie trimestriellement dans le cadre des *Quaterly Business Reviews* et annuellement dans le cadre de l'état de durabilité (voir Section 3.1). La performance dans la mise en œuvre de la stratégie Climat est également suivie par le Comité Exécutif, le CEEDD et le Conseil d'Administration. L'état d'avancement de la mise en œuvre de la stratégie Climat est également partagé lors de la présentation des résultats annuels à l'Assemblée Générale des actionnaires.

La performance environnementale et sociétale est mesurée annuellement et présentée au Comité Exécutif et au CEEDD, en amont du Conseil d'Administration. Un dispositif de contrôle interne, ainsi qu'une procédure d'assurance limitée conduite par les Commissaires aux comptes sur l'état de durabilité, permettent de contrôler la mise en œuvre du processus.

La performance en matière de nature est suivie au travers de plusieurs indicateurs et cibles. Le Groupe a réactualisé ses engagements en faveur de la nature, *act4nature international,* en 2023. Ces engagements intègrent des objectifs en matière de biodiversité, mais aussi sur l'eau douce, réduction de la consommation et des prélèvements pour l'énergie produite. Le Groupe suit également des objectifs en matière de réduction de la pollution atmosphérique.

Le Groupe a publié plusieurs indicateurs clés sur la Transition juste dans son rapport intégré 2024. Des négociations ont été lancées en 2023 pour définir un accord européen sur la Transition juste dans le secteur du gaz entre les fédérations syndicales EPSU et IndustriAll et la fédération des employeurs Eurogas. Cette négociation était placée sous l'égide de la Commission européenne dans le cadre des dispositions relatives au dialogue sectoriel européen. Ces discussions sont terminées et n'ont pas permis à ce jour d'aboutir à un accord.

Au regard des évolutions réglementaires, notamment européennes avec l'entrée en vigueur de la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD), ENGIE renforce progressivement le dispositif d'analyse des risques, ainsi que les outils de contrôle, entre 2024 et 2026.

3.2.1.4 Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie

Les grands enjeux liés à l'approvisionnement en énergie (biomasse, gaz, GNL, etc.) pour le Groupe sont les suivants :

ENJEUX DANS LA CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE (PRODUCTION, TRANSPORT, ETC.)

Droits humains	Environnementaux
• Travail forcé, travail des enfants (exemples : production d'équipements, mines) • Droits des communautés locales et des populations autochtones (exemples : droits fonciers, droit au consentement libre et éclairé, droits aux ressources, droit à la santé) • Santé et sécurité des travailleurs et des communautés locales (exemples : impacts des opérations de production, équipements de protection, produits chimiques utilisés, explosivité, émissions)	• Changement climatique (exemples : émissions de CO_2/méthane, empreinte carbone, déforestation, utilisation de combustibles fossiles) • Rareté et qualité de l'eau (exemples : usage d'eau potable, besoins en eau, surutilisation de l'eau, usage de produits chimiques) • Pollution de l'air, de l'eau ou des sols (exemples : produits chimiques, métaux lourds, résidus, gestion des déchets) • Biodiversité (exemples : risque pour les écosystèmes, risques pour la faune et la flore, pour les corridors écologiques, déforestation, utilisation de terres agricoles)

Le Groupe a identifié les risques liés à la chaîne d'approvisionnement en énergie comme un enjeu spécifique de vigilance pour le Groupe. Les entités responsables de ces achats gèrent directement ces risques, moyennant le respect des règles de *reporting* et de gouvernance du Groupe, et identifient les risques spécifiques à chacune de leurs activités par source d'énergie, au niveau des pays et des fournisseurs d'énergie.

La structure de gouvernance du Groupe permet de s'assurer que le devoir de vigilance soit inclus dans les processus de décision. Le Groupe a notamment systématisé l'approche d'évaluation des risques de la chaîne d'approvisionnement, sur la base de l'approche 3P (*People, Planet and Profit*).

Plus généralement, les entités mettent en œuvre les mesures de prévention et de gestion des risques suivantes :

- les entités prévoient, si nécessaire, des mesures d'atténuation et des clauses contractuelles adaptées aux risques identifiés (exemple : clauses de performance spécifiques pour l'empreinte carbone et les émissions de méthane) dans les contrats avec les fournisseurs ;
- elles insèrent dans les contrats, une clause éthique et ESG permettant de rompre le contrat en cas de violation de ces obligations par le tiers ;
- elles appliquent la Politique de vigilance - droits humains, les Politiques de *due diligence* éthiques et les Politiques environnementales et sociétales ainsi que les autres politiques du Groupe ;
- elles s'assurent de la certification ESG de certains fournisseurs ou sources d'énergie (exemple : biomasse) ou de la présence de garanties d'origine ;
- elles réalisent des audits sur site chez certains fournisseurs ;
- elles participent à des groupes de travail ESG bilatéraux ou sectoriels comme par exemple le programme *Responsable Commodities Sourcing Initiative* (RECOSI, *Bettercoal and Gas*) ;
- elles concluent des contrats d'achat de gaz compatibles avec la trajectoire carbone du Groupe ;
- concernant le gaz de schiste, le Groupe effectue des *due diligence* sociales et environnementales poussées et choisit, parmi les producteurs, ceux qui sont capables d'offrir les garanties conformes aux standards du Groupe en matière de traçabilité des émissions et de suivi de la performance sociale et environnementale de leur activité ;
- dans le cadre de ses activités liées au biométhane et à la biomasse, ENGIE intègre dans sa chaîne d'approvisionnement des produits dérivés des industries forestières et agricoles. Concernant la biomasse, ENGIE a défini la Politique Forêt dont le but est de lutter contre la déforestation. Toute la biomasse importée par le Groupe en Europe est certifiée selon l'un des systèmes volontaires reconnus par la Commission européenne (majoritairement le SBP) garantissant la durabilité des exploitations, dans le respect de l'environnement, des employés et populations locales. Le biométhane quant à lui peut provenir de sources directes ou indirectes du secteur agricoles. ENGIE s'assure d'être en conformité avec la législation en vigueur ;
- le Groupe poursuit sa stratégie de sortie du charbon (en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027).

De plus amples informations sur le processus d'achat d'énergie sont disponibles à la Section 3.1.4.2 "Achats durables".

3.2.1.5 Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie

Les achats hors énergie couvrent tous les contrats de fourniture d'équipements et les prestations de services et de travaux. À ce titre, le référentiel achat du Groupe utilise le terme Fournisseur pour désigner les prestataires de service (appelés "sous-traitants") et les fournisseurs d'équipements.

Gouvernance

La Direction des Achats Groupe, rattachée au Directeur Général Adjoint en charge des finances, ESG et des achats, est responsable de la performance, de la durabilité et de la compétitivité du Groupe et de la sélection de Fournisseurs performants et innovants qui ont un impact positif sur le développement durable. La Direction des Achats est organisée à travers trois niveaux qui reflètent l'organisation du Groupe :

- la Direction des Achats en charge du catégorie *management* définit la gouvernance, les outils et les objectifs de performance de la filière ;
- les Directeurs Achats de GBU sont en charge de traduire l'ambition de croissance de chacune des quatre GBU en objectifs achats. Ils veillent à garantir l'implication et la coordination des Achats dans les projets et opérations de la GBU ;

- les *hubs* régionaux dirigés par un Directeur des Achats Régional sont en charge d'organiser les synergies et d'assurer la standardisation des processus à travers les pays avec le support des centres de services partagés. En France et dans les pays non couverts par les *hubs* régionaux, des responsables achats locaux sont en charge des achats opérationnels.

Cartographie des risques

La durabilité des achats s'articule autour de trois piliers :

- l'impact des achats sur les émissions carbone et sur le climat. Les achats ont un rôle clé dans l'atteinte par le Groupe de ses engagements en matière de décarbonation (Net Zéro Carbone en 2045, trajectoire *well-below* 2 °C en 2030) ;
- l'impact des achats sur la nature ;
- l'impact humain des achats (achats inclusifs, impact sur les communautés, droits humains, santé, etc.).

À ce jour, six catégories d'achats sont considérées à hauts risques au regard des droits humains, de santé-sécurité et/ou de leur impact environnemental. Ces catégories d'achats sont listées ci-après :

CATÉGORIES D'ACHATS	RISQUES SÉVÈRES IDENTIFIÉS	PLANS D'ACTION
• **Panneaux solaires** • **Batteries**	Droits humains/Environnement Environnement/Droits humains	Dispositions contractuelles renforcées, nouveaux fournisseurs localisés dans des pays à risque plus faible, audits éthiques, initiatives sectorielles etc. (voir Sections 3.2.1.1 et 2.2.5.1)
• **Éoliennes**	Droits humains/Environnement	Dispositions contractuelles renforcées, audits éthiques, initiatives sectorielles, etc. (voir Sections 3.2.1.1 et 2.2.5.1)
• **Équipements électriques**	Droits humains	Audits sociaux et recherche de nouveaux fournisseurs
• **Vêtements de travail**	Droits humains	Audits sociaux et diversification (Brésil par exemple)
• **Équipements informatiques** (ordinateurs, imprimantes, etc.)	Droits humains	Diversification du panel fournisseurs permis par la relocalisation aux États-Unis et en Europe
• **Contrats clé en main EPC** (*Engineering, procurement, and construction*)	Santé-Sécurité/Droits humains	Renforcement des règles de santé-sécurité et mise à l'écart des fournisseurs qui ne les respectent pas Audits éthiques sur les chantiers de construction

Depuis 2020, une attention particulière est portée sur les achats risquant d'avoir un lien avec le travail forcé en Chine. Les principales mesures d'identification et de gestion de ces risques sont présentées dans la Section 3.2.1.1.

Charte Achats et mesures de gestion des risques

L'identification et la gestion des risques sont assurées par la mise en œuvre de la démarche de vigilance des Achats d'ENGIE à travers :

- une cartographie des risques élaborée à partir des données fournies par le partenaire ESG EcoVadis (risques par Industrie et risques pays) et l'analyse des catégories achats réalisées par le réseau des *Category Managers* [(1)] ;
- un processus de qualification Fournisseur qui s'appuie notamment sur une évaluation ESG (EcoVadis), la mise en œuvre de la Politique de *due diligence* (voir Section 3.2.2), la mise en place de plans de gestion associés prenant en compte les risques identifiés, et la mesure de la performance délivrée par les Fournisseurs et les plans d'amélioration associés. Ces plans peuvent prévoir par exemple des audits, des dispositions contractuelles particulières pour limiter le risque, une clause éthique, etc. ;
- un système de management des Achats structuré autour :
  - d'une Charte Achats qui définit les engagements et les exigences d'ENGIE à l'égard de ses Fournisseurs notamment en matière de droits humains, de santé et sécurité, d'éthique ainsi que de durabilité (carbone, environnement, circularité),
  - d'une Gouvernance Achats qui prévoit notamment l'obligation de *due diligence* sur les Fournisseurs clefs du Groupe, la mise en œuvre du Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs, l'analyse des risques éthiques qui doit être menée au sein de chaque entité.

  Ces principes et ces règles sont déclinés dans les processus achats opérationnels qui intègrent les exigences du Code de conduite éthique du Groupe, les Politiques ESG, la Politique Santé-Sécurité, le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs, la Politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants directs et les principes internes en matière de sous-traitance. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement du Groupe et sont intégrées dans le modèle de clause éthique pour tous les contrats quel que soit leur montant et leur durée ;
- un mécanisme d'alerte et de recueil des signalements ouvert à l'externe (Voir Section 3.2.3).

Des initiatives spécifiques sont déployées à travers le Groupe. À titre d'exemple, au Moyen-Orient, ENGIE déroule son programme d'évaluation des conditions de vie des travailleurs de ses fournisseurs quand ils sont logés dans des bases de vie.

Outils de sensibilisation

Une *Procurement Academy* prévoit un ensemble de formations obligatoires pour la filière Achats. Des sessions en présentiel et en visio-conférence sont complétées par des modules en ligne via l'intranet de formation du Groupe. Les thèmes abordés sont le développement durable, l'éthique, l'hygiène, la santé et la sécurité, les droits humains, le management, la diversité et la sécurité informatique. En tant que population particulièrement exposée aux risques éthiques, tous les

(1) *Les Category Managers sont en charge de la gestion d'une ou plusieurs catégories d'achats Groupe. À ce titre, ils gèrent les Fournisseurs clés d'ENGIE et mettent en place des contrats applicables à travers l'ensemble des entités d'ENGIE.*

membres de la filière achats doivent suivre un plan de formation éthique renforcé. Celui-ci inclut notamment des formations présentielles sur "l'Éthique et la Relation Fournisseur en Pratique", "les droits humains" et trois modules de formations digitaux : "Fraude et Corruption, tolérance zéro" ; "notre Groupe, notre Éthique" et "Droit de la concurrence". En 2024, 534 membres de la filière achats ont suivi des formations éthiques dont 83 basés dans des pays à haut risque.

Suivi et mesure de la performance

La bonne mise en œuvre de ces processus est, quant à elle, vérifiée via le programme de contrôle interne INCOME (voir Section 2.3). Avec 31 contrôles différents, le référentiel INCOME PRO couvre l'ensemble des processus achats. En 2024, la Direction des Achats Groupe a renforcé les critères d'application du contrôle interne ce qui a permis de soumettre 42 nouvelles filiales au processus. Le taux de conformité a légèrement progressé en 2024, pour atteindre 90% des contrôles INCOME.

Par ailleurs, la Direction des Achats Groupe travaille de concert avec la Direction de l'Audit interne pour assurer le suivi des plans d'actions correctifs recommandés par cette dernière.

Plus d'informations sont détaillées sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/groupe/relations-fournisseurs/politique-achats-responsables.

3.2.2 Évaluation des tiers

Les *due diligence* sont réalisées sur les tiers (fournisseurs, prestataires de services/sous-traitants, partenaires de *Joint-Venture*, donneurs d'ordre, etc.) selon les conditions et en conformité avec les Politiques de *due diligence* telles que décrites sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance/evaluations-tiers. Notamment, selon la typologie de fournisseurs, un premier niveau de *due diligence* est effectué en interne, à l'aide de bases de données publiques ou d'outils spécialisés. En application de ces politiques, dans le cas où cette analyse révèlerait des risques, ENGIE effectue une *due diligence* approfondie (dite de niveau 2) soit via une équipe de spécialistes sous la supervision de la Direction Éthique, *Compliance* & *Privacy* du Groupe soit via des prestataires externes spécialisés.

En 2024, 100% des partenaires des projets d'investissement Groupe ont fait l'objet de *due diligence* incluant une étude systématique sur les sujets "vigilance" par la filière éthique.

De manière directe ou indirecte, 100% des *Ethics Officers* disposent d'un accès à un outil spécialisé dans les *due diligence*. En 2024, les *Ethics & Compliance Officers* et correspondants éthiques du Groupe ont déclaré plus de 30 000 *due diligence* de premier niveau effectuées via les outils de *due diligence*.

Par ailleurs, la filière des achats procède systématiquement à l'évaluation des nouveaux Fournisseurs stratégiques, préférentiels et majeurs du Groupe via une *due diligence* effectuée avant la contractualisation. Le Groupe a mis en place une équipe dédiée en charge de réaliser les *due diligence* des Fournisseurs clés et s'est équipé d'un nouvel outil digital fournissant une note de risque éthique couvrant cinq dimensions : le risque pays, les activités à risque, les personnes politiquement exposées, les sanctions et les controverses. ENGIE utilise également EcoVadis pour les aspects environnementaux, les droits humains et l'éthique. En 2024, environ 1 200 Fournisseurs clés récurrents (stratégiques, Preferred et Major) représentant près de 60% de la dépense totale, ont fait l'objet d'une *due diligence*.

3.2.3 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements

Le dispositif d'alerte commun à l'ensemble du Groupe ainsi que le bilan des alertes reçues sont présentés et discutés régulièrement avec le Comité d'Entreprise Européen et le Forum mondial (voir Section 3.2.4.2).

Son fonctionnement

Le dispositif d'alerte est ouvert à tous les collaborateurs, permanents ou temporaires, et à toutes les parties prenantes externes depuis janvier 2019. Un prestataire externe transmet le signalement anonyme au Groupe pour son traitement. De plus amples informations sur le fonctionnement du dispositif sont disponibles dans la Section 3.1.4.1.5. "Signalement et rapport des incidents éthiques".

Nombre d'alertes

En 2024, 335 alertes ont été reçues via le dispositif, dont 111 concernant des catégories de risques relevant du devoir de vigilance. Elles concernent en synthèse :

Allégations de harcèlement *	Allégations liées à la santé-sécurité	Allégations liées à des pratiques de travail	Allégations de discrimination	Questions liées à l'environnement et au droit des communautés
59	14	15	23	0

* *47 portent sur le thème du harcèlement moral et huit sur le thème du harcèlement sexuel. 23 allégations de harcèlement sexuel ont également été identifiées dans le cadre du système managérial.*

Comme pour toutes les alertes, les alertes liées aux allégations de discrimination et de harcèlement sont traitées, et lorsque les faits sont avérés, des sanctions disciplinaires sont prises et des plans d'action déployés.

3.2.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan

3.2.4.1 Un pilotage et suivi au plus haut niveau de l'entreprise

Le Groupe a mis en place un suivi et une coordination globale du plan de vigilance au plus haut niveau de l'entreprise pour répondre de manière effective aux objectifs de la loi. Le plan a été validé par le Comex qui a confié à la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) son pilotage, sous la responsabilité de la Direction Juridique et Éthique, elle-même rattachée à la Secrétaire Générale. Un compte rendu de la mise en œuvre effective du plan est présenté annuellement au CEEDD et au Conseil d'Administration.

Un comité spécifique se charge de la mise en œuvre opérationnelle du plan. Il a pour mission de s'assurer de la diffusion du plan et de la remontée d'informations. Les membres sont :

Départements							
DECP	**ESG**	**Direction des Achats**	**Direction Santé-Sécurité**	**Direction Sûreté**	**Direction des RH**	**Contrôle interne**	**Risque**
RÉGIONS/MEMBRES OPÉRATIONNELS (DIRECTION JURIDIQUE ET ÉTHIQUE)							
Amérique du sud	Amérique du nord	France	Europe	AMEA (Asie, Moyen-orient et Afrique)	GEMS	Tractebel	

De plus, chaque entité doit s'assurer pour son périmètre du déploiement effectif du plan de vigilance. Le suivi de ces actions par les entités est intégré dans le rapport de conformité éthique annuel (voir Section 3.1.4.1.7 "Contrôles et certifications").

3.2.4.2 L'association avec les parties prenantes

Parties prenantes internes

Le plan et les avancées de sa mise en œuvre sont présentés et discutés régulièrement avec les institutions représentatives du personnel lors de comités existants au niveau du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen. Un dialogue social autour du devoir de vigilance a également lieu au niveau des entités. Cette démarche a été mise en œuvre dès l'adoption du premier plan de vigilance et fait l'objet d'un point de contrôle interne.

Par ailleurs, le devoir de vigilance fait aussi l'objet d'un dialogue social renforcé dans le cadre de l'Accord mondial d'ENGIE. La mise en œuvre du plan de vigilance est discutée lors de l'instance de suivi de l'Accord, le "Forum mondial". Aussi, une réunion portant sur le projet de plan de vigilance est organisée chaque année en amont de sa publication avec les fédérations syndicales internationales. Ces échanges permettent également d'assurer un suivi de la démarche de vigilance en concertation avec les partenaires sociaux.

De manière générale, le Groupe s'efforce depuis plusieurs années de renforcer la culture du dialogue social à tous les niveaux de l'organisation (local, pays, européen, mondial) notamment sur les sujets de conditions de travail y compris la santé-sécurité au travail.

De plus amples informations sont disponibles dans la Section 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social".

Parties prenantes externes

Pour prévenir et gérer au mieux les impacts droits humains, environnementaux ou sociétaux de ses activités, ENGIE a adopté une politique spécifique "d'engagement avec les parties prenantes", composante des Politiques ESG du Groupe. Cette politique est accessible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE - Politique Engagement Parties Prenantes.pdf. La Politique d'engagement avec les parties prenantes est déployée au travers d'outils internes à destination des entités opérationnelles. Ces outils sont construits sur la base des normes internationales en vigueur, telle que l'ISO 26000 ou l'AA1000. L'engagement des parties prenantes doit ainsi être garanti tout au long du cycle de vie de projets. Chaque année, chaque site ou activité opérationnelle évalue son niveau de dialogue avec ses parties prenantes en s'appuyant sur le référentiel mis en place sur l'ensemble du Groupe. Ce référentiel d'auto-évaluation est basé sur la norme AA1000 – relative à la gestion des parties prenantes et produite par l'ONG Accountability, institution internationale reconnue dans le domaine de la Durabilité. De plus amples informations sont disponibles dans la Section 3.1.3.5 "Communautés affectées".

Enfin, le Groupe s'attache à construire un dialogue nourri avec chacune de ses parties prenantes. En 2021, le Groupe a mis en place un Comité de Dialogue avec ses parties prenantes ainsi qu'un forum de discussion (le forum Dialogue et Transition) pour accompagner les projets sensibles. Ce Comité s'est réuni en deux temps en décembre 2024 puis en janvier 2025 sur le thème de la double matérialité dans le cadre de la mise en œuvre de la CSRD (*Corporate Sustainability Reporting Directive*).

3.2.5 Table de concordance devoir de vigilance

Catégories de risques visés par le plan de vigilance	Emplacement dans le DEU
Les risques liés aux droits humains	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.3 “Informations sociales” • 3.1.4.1 “Éthique et conduite des affaires" • 3.1.4.3.2 “La sûreté des personnes, des sites et des informations” • 3.2.1.1 “Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains"
Les risques liés à la santé-sécurité des personnes	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.3.2.6 “Santé et sécurité des travailleurs” • 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie)" • 3.2.1.2 “Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail”
Les risques liés à l’environnement et au sociétal	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.2 "Informations environnementales" • 3.1.3 "Informations sociales" • 3.2.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à l’environnement et au sociétal"
Les risques liés aux achats	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.3.3 "Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie)" • 3.1.3.4 "Travailleurs de la chaîne de valeur (énergie)" • 3.1.4.2 "Achats durables" • 3.2.1.4 "Prévenir et gérer les risques liés à l’approvisionnement en énergie" • 3.2.1.5 "Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie"
Les risques ci-dessus	Section 2.2 “Facteurs de risque”

Le détail des catégories de risques mentionnées ci-dessus est disponible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures



4

GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

4.1 Organisation et fonctionnement de la gouvernance 240

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration 240
4.1.2 Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration 263
4.1.3 Direction Générale 272

4.2 Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif 273

4.2.1 Rémunérations des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2024 (*say on pay ex-post*) 273
4.2.2 Rémunération des Administrateurs au titre de l'exercice 2024 284
4.2.3 Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux pour l'exercice 2025 (*say on pay ex-ante*) 286
4.2.4 Politique de rémunération des Administrateurs pour l'exercice 2025 291
4.2.5 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) 291
4.2.6 Attribution d'Actions de Performance 292

4.3 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 296

4.3.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales 296
4.3.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées 296
4.3.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction 296
4.3.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations 297
4.3.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales 300
4.3.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE 301
4.3.7 Mandats des Commissaires aux comptes 301

4.4 Code de gouvernement d'entreprise 301

4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 302

Les informations présentées dans ce Chapitre forment le rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise établi conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 dernier alinéa et des articles L. 22-10-8 et suivants du Code de commerce. Ce rapport a été présenté aux comités du Conseil d'Administration pour les parties relevant de leurs domaines d'activité et approuvé par le Conseil d'Administration dans sa séance du 26 février 2025.

Il rend compte notamment de la composition du Conseil d'Administration, des conditions de préparation et d'organisation de ses travaux et des limitations apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Direction Générale. Il comprend également la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration. Les évolutions dans la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 24 avril 2025 sont précisées à la Section 4.1.1.10. Ce rapport rappelle, à la Section 4.2 "Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif", les dispositions applicables, les principes et les règles arrêtés pour déterminer les rémunérations et avantages de toutes natures accordés aux mandataires sociaux.

ENGIE poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code Afep-Medef de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées publié par l'Afep (Association française des entreprises privées) et le Medef (Mouvement des entreprises de France) (ci-après le "Code Afep-Medef"), actualisé en décembre 2022 et consultable sur le site internet de l'Afep (https://afep.com/publications/code-de-gouvernement-dentreprise-des-societes-cotees/) et du Medef (https://www.medef.com/).

Des informations incluses dans ce Chapitre constituent des éléments qui sont également requis dans le cadre de l'établissement de l'état de durabilité selon les normes européennes de reporting de durabilité (*European Sustainability Reporting Standards* - ESRS) (voir Section 3.1 "État de durabilité"). Ils sont identifiés à l'aide d'un pictogramme **[ESRS 2 - GOV]** et présentés dans la table de concordance disponible à la Section 3.1.5 "Annexes".

4.1 ORGANISATION ET FONCTIONNEMENT DE LA GOUVERNANCE

DISSOCIATION DE LA PRÉSIDENCE ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE

En 2016, le Conseil d'Administration a fait le choix d'une gouvernance dissociée. Ce choix a été confirmé depuis. Le 24 septembre 2024, le Conseil d'Administration a indiqué sa volonté de renouveler Catherine MacGregor dans ses fonctions de Directrice Générale, et a décidé de proposer à l'Assemblée Générale du 24 avril 2025 la reconduction de son mandat d'Administratrice.

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-17 du Code de commerce, le Conseil d'Administration d'ENGIE doit être composé au minimum de trois Administrateurs. L'article 13 des statuts de la Société (www.engie.com/statuts-ENGIE) fixe le nombre maximum d'Administrateurs et prévoit que trois Administrateurs représentant les salariés (conformément aux articles L. 22-10-5 et L. 22-10-6 du Code de commerce) et un Administrateur représentant les salariés actionnaires, soient désignés.

La durée du mandat des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs arrivent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie dans l'année au cours de laquelle expire le mandat et appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

Le mandat de Lord Peter Ricketts of Shortlands est arrivé à expiration à l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 et, à sa demande, n'a pas été renouvelé. Lors de cette même Assemblée Générale, Michel Giannuzzi a été nommé en qualité d'Administrateur et le mandat de Fabrice Brégier a été renouvelé.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 14 membres dont :

- sept Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale conformément aux dispositions de l'article L.225-18 du Code de commerce ;
- une Administratrice représentant l'État, nommée par arrêté, en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- deux Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, en vertu de l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014, compte tenu de la participation de l'État français au capital ;
- trois Administrateurs élus représentant les salariés (conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce et à l'article 13.3 des statuts de la Société) ;
- une Administratrice représentant les salariés actionnaires (conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du Code de commerce et à l'article 13.3 des statuts de la Société) nommée par l'Assemblée Générale.

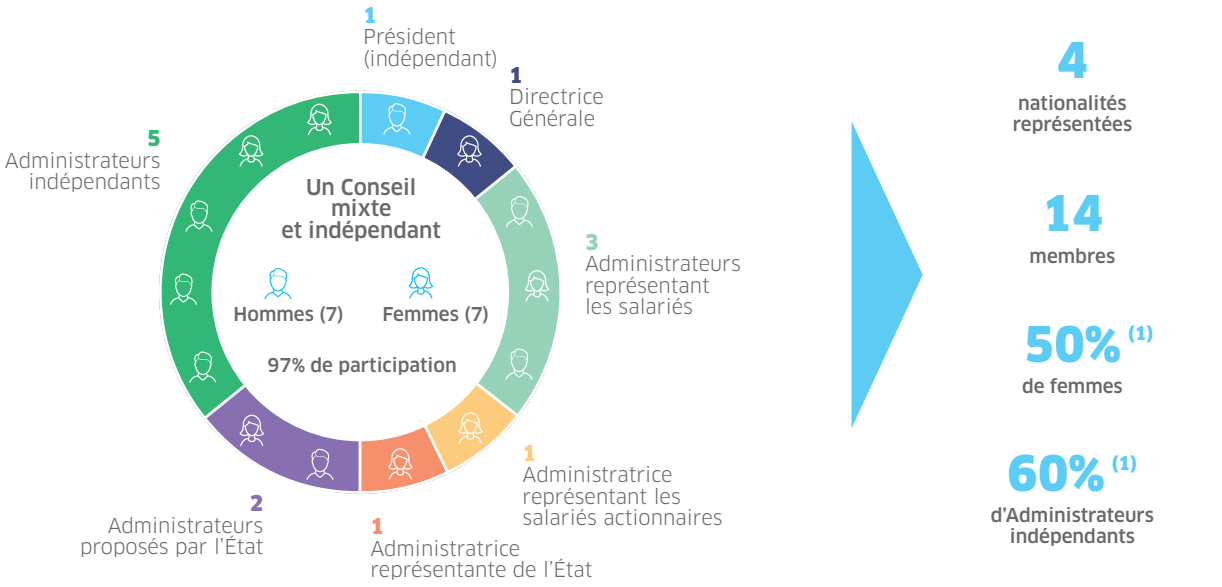
Le Conseil d'Administration comprend six Administrateurs indépendants, dont le Président du Conseil d'Administration (voir Sections 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice", et 4.1.1.5 "Indépendance des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas comptabilisés pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Lorsqu'un ou plusieurs sièges d'Administrateurs viennent à être vacants, et après s'être interrogé sur la taille du Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) définit, avec l'appui du Président du Conseil d'Administration, le profil recherché eu égard notamment à l'adéquation de la composition du Conseil par rapport aux activités du Groupe, à ses enjeux et ses orientations stratégiques tels que reflétés dans la politique de diversité des membres du Conseil d'Administration (voir Section 4.1.1.8) **[ESRS 2 - GOV-1].**



Photo prise lors de la séance du Conseil d'Administration du 18 décembre 2024.
De la gauche vers la droite :
Au premier plan : Michel Giannuzzi, Marie-José Nadeau, et Fabrice Brégier
Au deuxième plan : Jean-Pierre Clamadieu (Président) et Catherine MacGregor (Directrice Générale)
Au troisième plan : Marie-Claire Daveu et Ross McInnes
Au quatrième plan : Gildas Gouvazé (représentant du CSE) et Lucie Muniesa
Au cinquième plan : Céline Fornaro, Christophe Agogué, Magali Viot et Patrice Durand
Au dernier plan : Sophie Mourlon (Commissaire du gouvernement), Yoan Kosnar et Jacinthe Delage

À la date du présent rapport, les principales caractéristiques de la composition du Conseil d'Administration sont les suivantes :



(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein du Conseil d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé.

CHANGEMENTS INTERVENUS DANS LA COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DES COMITÉS AU COURS DE L'EXERCICE 2024

	Départ	Nomination	Renouvellement
Conseil d'Administration	Lord Peter Ricketts of Shortlands (30/04/2024)	Michel Giannuzzi (30/04/2024)	Fabrice Brégier (30/04/2024)
Comité d'Audit	-	Michel Giannuzzi (16/05/2024)	
CIT (1)	-	-	-
CNRG (2)	Lord Peter Ricketts of Shortlands (30/04/2024)	Michel Giannuzzi (30/04/2024)	Fabrice Brégier (30/04/2024)
CEEDD (3)	-	-	-

(1) Comité des Investissements et des Technologies.
(2) Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance.
(3) Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

TABLEAU DE PRÉSENTATION SYNTHÉTIQUE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Prénom, nom, sexe [1] et âge		Nationalité	Nombre d'actions ENGIE détenues [2]	Nombre de mandats dans d'autres sociétés cotées (hors ENGIE)	Administrateur indépendant	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au Conseil [3]	Participation à des comités du Conseil
Jean-Pierre Clamadieu H, 66 ans			50 000	2	•	18/05/2018	2026	6	Pdt du CIT CNRG [4]
Catherine MacGregor F, 52 ans			106 000	1	x	20/05/2021	2025	3	CNRG [4] CIT [4] CEEDD [4]
Fabrice Brégier H, 63 ans			2 500	2	•	03/05/2016	2028	8	CNRG
Marie-Claire Daveu F, 53 ans			2 000	1	•	21/04/2022	2026	2	Pdte du CEEDD
Michel Giannuzzi H, 60 ans			2 500	2	•	30/04/2024	2028	0	Comité d'Audit CNRG
Ross McInnes H, 70 ans			4 900	2	•	18/05/2018	2026	6	Pdt du Comité d'Audit CEEDD CIT
Marie-José Nadeau F, 71 ans			5 600	0	•	28/04/2015	2027	9	Pdte du CNRG Comité d'Audit CIT
Céline Fornaro F, 48 ans			0	3	x	14/03/2023	2027	1	Comité d'Audit CIT CNRG
Patrice Durand H, 71 ans			3 000	0	x	14/12/2016	2027	8	CIT
Lucie Muniesa F, 49 ans			0	0	x	26/04/2023	2027	1	CEEDD
Christophe Agogué H, 63 ans			125	0	NA	18/05/2018	2026	6	Comité d'Audit
Yoan Kosnar H, 49 ans			204	0	NA	21/04/2022	2026	2	CIT
Magali Viot F, 53 ans			39	0	NA	21/04/2022	2026	2	CEEDD
Jacinthe Delage F, 48 ans			1 719	0	NA	20/05/2021	2025	3	CNRG

(1) Femme (F), Homme (H).
(2) Sont dispensés d'être propriétaires d'actions de la Société, les Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, l'Administrateur représentant l'État et les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (voir Section 4.1.2.1 "Organisation et Présidence").
(3) En années échues.
(4) Assiste à ce(s) comité(s) sans en être membre.

4.1.1.1 Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale (7)



JEAN-PIERRE CLAMADIEU

Président du Conseil d'Administration

- **Président du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 66 ans

Nationalité : française

Première nomination : 18 mai 2018

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 50 000 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

Jean-Pierre Clamadieu est diplômé de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur du Corps des mines. Il débute sa carrière au sein de l'Administration française, travaillant en particulier pour le ministère de l'Industrie, ainsi que comme conseiller technique du ministre du Travail. En 1993, il rejoint le Groupe Rhône-Poulenc et occupe plusieurs postes de direction. En 2003, il est nommé Directeur Général, puis en 2008 Président-Directeur Général du Groupe Rhodia. Suite à l'opération de rapprochement entre les groupes Rhodia et Solvay, Jean-Pierre Clamadieu est nommé en mai 2012 Président du Comité Exécutif et CEO de Solvay, fonction qu'il exerce jusqu'en 2019. Le 18 mai 2018, il a été nommé Administrateur et Président du Conseil d'Administration d'ENGIE : son mandat a été renouvelé le 21 avril 2022. Le 8 octobre 2020, il a par ailleurs été nommé Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Administrateur de sociétés

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administrateur d'Airbus (1) - membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, et Président du Comité Éthique, *Compliance* & Développement Durable
- Administrateur de TE Connectivity (1) – membre du Comité des Nominations, de Gouvernance et *Compliance*
- Président du Conseil d'Administration de l'Opéra national de Paris
- Administrateur de France Industrie
- Président de la Fondation CGéniale

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- *Vice Chairman* du Comité Exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse)
- Administrateur indépendant référent d'AXA (1) – Président du Comité de Rémunération, de Gouvernance et du Développement Durable (jusqu'en 2023)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction des grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat, Social et Gouvernance
- Secteur de l'énergie
- Secteur de l'industrie
- Politiques publiques
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



CATHERINE MACGREGOR

Administratrice
Directrice Générale

- **Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**
- **Assiste sans être membre au Comité des Investissements et des Technologies**
- **Assiste sans être membre au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 52 ans

Nationalité : française

Première nomination : 20 mai 2021

Échéance du mandat : 2025

Actions détenues : 106 000 actions

Adresse professionnelle : ENGIE
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

Catherine MacGregor a rejoint le groupe ENGIE le 1er janvier 2021 en qualité de Directrice Générale, après avoir effectué toute sa carrière dans le secteur de l'énergie. Catherine MacGregor est diplômée de l'École centrale de Paris (CentraleSupélec). Avant de rejoindre le groupe ENGIE en janvier 2021, elle a occupé différents postes de direction dans le secteur de l'énergie. De 2019 à 2020, elle est membre du Comité Exécutif de TechnipFMC et dirige l'entité hébergeant les activités d'ingénierie : Technip Energies. Elle a notamment préparé son introduction en bourse. Auparavant, Catherine MacGregor a travaillé 23 ans chez Schlumberger, où elle a occupé des fonctions très diverses (Présidente du groupe de forage, Présidente en charge de l'Europe et de l'Afrique, Vice-Présidente des Ressources Humaines, etc.) dans différentes zones géographiques (République du Congo, États-Unis, Royaume-Uni, Malaisie, etc.). Depuis 2023, Catherine MacGregor a rejoint le Conseil d'Administration de Microsoft en tant qu'Administratrice indépendante.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Néant

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre du Club des partenaires de Toulouse School of Economics
- Administratrice de l'AFEP
- Administratrice et membre de l'Association française des entreprises pour l'environnement (EpE)
- Administratrice de MICROSOFT Corporation (1) (États-Unis) - Membre du Comité Environnemental, Social et de Politique publique, membre du Comité des Rémunérations

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice de la Fondation ENGIE (jusqu'en 2023)
- Membre du Comité Exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse) (jusqu'en 2023)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction des grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Social
- Digital/IA
- Secteur de l'énergie
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



FABRICE BRÉGIER

Administrateur

- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 63. ans

Nationalité : française

Première nomination :
3 mai 2016

Échéance du mandat :
2028

Actions détenues :
2 500 actions

Adresse professionnelle :
SCOR
5, Avenue Kléber
75795 Paris Cedex 16

Fabrice Brégier est diplômé de l'École polytechnique et Ingénieur en chef au Corps des mines. Il a débuté sa carrière à la Direction Régionale de l'Industrie et de la Recherche (DRIRE) de la région Alsace au ministère du Redéploiement industriel et du Commerce extérieur avant d'être nommé sous-directeur des affaires économiques, internationales et financières à la direction générale de l'Alimentation du ministère de l'Agriculture en 1989. Après plusieurs nominations de conseiller auprès de différents ministres de 1989 à 1993, Fabrice Brégier rejoint Matra Défense et devient Directeur Général de MBD/MBDA en 1998. Avant de rejoindre le Comité Exécutif d'Airbus en 2005, il est nommé Président et Directeur Général d'Eurocopter de 2003 à 2005. Fabrice Brégier a 20 ans d'expérience dans les domaines de l'aérospatiale et de la défense. Il a en effet effectué une grande partie de sa carrière professionnelle au sein du groupe Airbus en occupant successivement les postes de Directeur Général Délégué d'Airbus de 2006 à 2012, Président et Directeur Général d'Airbus de 2012 à 2017, et enfin Président d'Airbus Commercial Aircraft et Directeur des opérations d'Airbus Group de 2017 à 2018. Fabrice Brégier a été Président de Palantir France entre octobre 2018 et mai 2024. Il a été nommé Président du Conseil d'Administration de SCOR le 25 juin 2023.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Président du Conseil d'Administration de SCOR

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administrateur de KK Wind Solutions (Danemark)
- Président du Conseil d'Administration de SCOR [(1)] – Président du Comité Stratégique, Président du Comité de Gestion de Crise, membre du Comité des Comptes et de l'Audit et membre du Comité des Risques
- Administrateur de Safran [(1)] – membre du Comité Innovation, Technologie et Climat

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Président de Palantir Technologies France (jusqu'en 2024)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- Finance
- Digital/IA
- Secteur de l'industrie

(1) Société cotée.



MARIE-CLAIRE DAVEU

Administratrice

- **Présidente du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 53 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues :

2 000 actions

Adresse professionnelle :
KERING
40, rue de Sèvres
75007 Paris

Diplômée de l'École nationale du génie rural, des eaux et des forêts (ENGREF, corps des IPEF). Elle est également titulaire d'un Diplôme d'études supérieures spécialisées (DESS) en gestion publique de l'Université Paris Dauphine. Marie-Claire Daveu a démarré sa carrière en 1997 à la Direction Départementale Agriculture et Forêt du département de la Manche. En 2001, elle a rejoint le ministère du Plan et de l'Environnement. En 2002, elle est nommée Conseillère technique à l'écologie et au développement durable au cabinet du Premier ministre, puis en 2004, Directrice de Cabinet du ministre de l'Écologie et du Développement durable. En 2005, elle rejoint le Groupe Sanofi-Aventis, en tant que Directrice Développement Durable. En 2007, elle devient Directrice de Cabinet, d'abord au Secrétariat d'État à l'Écologie, puis au Secrétariat d'État chargé de la Prospective et du Développement numérique, et au ministère de l'Écologie, du Développement Durable, du Transport et du Logement. En 2012, elle rejoint le groupe Kering et est nommée Directrice du Développement Durable et des Relations Institutionnelles Internationales. Elle est membre du Comité Exécutif du Groupe.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Directrice du Développement Durable et des relations institutionnelles internationales de Kering

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice du Crédit Agricole (1) - membre du Comité des Risques, membre du Comité des Rémunérations et membre du Comité de la Stratégie et de la Responsabilité Sociétale de l'Entreprise
- Membre du Conseil de Surveillance de la Compagnie du Ponant
- Administratrice d'Indosuez Wealth management

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice de Crédit Agricole CIB – membre du Comité des Rémunérations (jusqu'en 2020)
- Administratrice de SPAC Transition (1) (jusqu'en 2022)
- Administratrice d'Albioma (1) – Présidente du Comité de la Responsabilité Sociétale (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat, Social et Gouvernance
- Digital/IA
- Secteur de l'énergie
- Politiques publiques
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



MICHEL GIANNUZZI

Administrateur

- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**
- **Membre du Comité d'Audit**

Âge : 60 ans

Nationalité : française

Première nomination : 30 avril 2024

Échéance du mandat : 2028

Actions détenues :

2 500 actions

Adresse professionnelle :
VERALLIA
31, place des Corolles
92400 Courbevoie

Michel Giannuzzi a été Président-Directeur Général de Verallia de 2017 à 2022. Depuis 2022, il est Président du Conseil d'Administration. Grâce au développement et au déploiement d'une stratégie fructueuse de création de valeur, il a mené avec succès l'introduction en bourse de Verallia sur le marché d'Euronext Paris en octobre 2019. Auparavant, il a exercé les fonctions de Président du Directoire de Tarkett, un leader mondial des solutions innovantes de revêtements de sol et de surfaces sportives, de 2007 à 2017. Au cours de son mandat, il a mené une stratégie de croissance rentable et durable, amenant à l'introduction en bourse de Tarkett sur le marché d'Euronext Paris en 2013. Précédemment, Michel Giannuzzi a occupé plusieurs postes de direction générale au sein des groupes Michelin et Valeo. Il est diplômé de l'École Polytechnique et de Harvard Business School.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

- Président du Conseil d'Administration de Verallia

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président du Conseil d'Administration de Verallia (1) - Président du Comité Stratégique et membre du Comité de Développement Durable
- Administrateur de Peugeot Invest (1) - membre du Comité de la Gouvernance, des Rémunérations et des Nominations et membre du Comité des Investissements et des Participations
- Administrateur de Daher - membre du Comité d'Audit et membre du Comité Stratégique
- Administrateur de Factory Mutual Insurance Company (FM Global) - membre du Comité d'Audit et membre du Comité des Rémunérations et du Développement de l'Organisation

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Président-Directeur Général de Verallia (1) (jusqu'en 2022)
- Administrateur de Kaufman & Broad (1) (jusqu'en 2024)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



ROSS MCINNES

Administrateur

- **Président du Comité d'Audit**
- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 70 ans

Nationalité : française et australienne

Première nomination : 18 mai 2018

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 4 900 actions

Adresse professionnelle :
SAFRAN
2, boulevard du Général-Martial-Valin
75015 Paris

Diplômé de l'Université d'Oxford, Ross McInnes débute sa carrière en 1977 au sein de Kleinwort Benson, à Londres puis à Rio de Janeiro. En 1980, il rejoint la Continental Bank (devenue Bank of America) au sein de laquelle il occupe successivement plusieurs postes dans les activités de corporate finance, à Chicago puis à Paris. En 1989, Ross McInnes rejoint Eridania Beghin-Say, dont il est nommé Directeur Financier en 1991, puis membre du Conseil d'Administration en 1999. L'année suivante, Ross McInnes rejoint Thomson-CSF (devenu Thales) en tant que Directeur Général Adjoint et Directeur Financier et accompagne la transformation du Groupe jusqu'en 2005. Il intègre alors le Groupe PPR (devenu Kering) comme Directeur Général, Finances et Stratégie, puis rejoint en 2006 le Conseil de Surveillance de Générale de Santé. Il assure la présidence du Directoire de Générale de Santé de manière intérimaire de mars à juin 2007. Il occupe aussi les fonctions de Vice-Chairman de Macquarie Capital Europe, spécialisé notamment dans les investissements en infrastructures. En mars 2009, Ross McInnes intègre Safran et devient Directeur Général Adjoint, Affaires économiques et financières au mois de juin suivant. Il a été membre du Directoire de Safran de juillet 2009 à avril 2011, puis Directeur Général Délégué jusqu'en avril 2015. Le 23 avril 2015, il devient Président du Conseil d'Administration de Safran. En février 2017, il rejoint SICOM, l'associé commandité de VIVESCIA Industries, en qualité de "personne qualifiée". Par ailleurs, Ross McInnes a été, de février 2015 à novembre 2024, Représentant Spécial pour les relations économiques avec l'Australie, nommé par le ministre de l'Europe et des Affaires étrangères dans le cadre de la diplomatie économique française. De novembre 2016 à novembre 2019, il a été membre du Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise. En octobre 2017, Ross McInnes a été nommé, par le Premier ministre, co-Président du Comité "Action Publique 2022", chargé de proposer des pistes de réformes sur les politiques publiques ; mission achevée depuis lors.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Président du Conseil d'Administration de Safran

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président du Conseil d'Administration de Safran [(1)]
- Administrateur référent de Lectra [(1)] (jusqu'en avril 2025)

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administrateur de Lectra [(1)] (jusqu'en 2020)
- Administrateur d'Eutelsat Communications [(1)] (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



MARIE-JOSÉ NADEAU

Administratrice

- **Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**
- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Membre du Comité d'Audit**

Âge : 71 ans

Nationalité : canadienne

Première nomination : 28 avril 2015

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 5 600 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

Marie-José Nadeau est experte du secteur de l'énergie. Elle est Présidente honoraire du Conseil mondial de l'énergie, une organisation internationale dont elle a présidé le Conseil de 2013 à 2016, après y avoir siégé comme Administratrice pendant 15 ans. Par ailleurs, Marie-José Nadeau a une expérience de plus de 20 ans en qualité de haut dirigeant et a siégé en qualité de membre de comités d'audit pendant 10 ans. Avocate de formation et titulaire d'une maîtrise en droit public de l'Université d'Ottawa, elle a exercé des fonctions stratégiques au sein des gouvernements du Canada et du Québec, avant de rejoindre la direction d'Hydro-Québec (Canada) en qualité de Secrétaire Générale et de Vice-Présidente Exécutive. Elle est Vice-Présidente du Conseil d'Administration d'Alto (anciennement Via HFR – Via TGF), une société canadienne chargée du développement et d'un réseau de trains à grande vitesse sur une distance 1 000 km entre les villes de Québec et Toronto. En 2009, le Barreau du Québec lui a remis la distinction Advocatus Emeritus pour sa contribution à la profession juridique. En 2016, elle a été reçue membre de l'Ordre du Canada en reconnaissance de son engagement dans les domaines de l'éducation et de l'environnement.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Administratrice de sociétés

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice – Vice-Présidente de Via HFR – Via TGF (Canada)

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice de Metro Inc. (1) (Canada) – Présidente du Comité de la Gouvernance et des Nominations et membre du Comité des Rémunérations (jusqu'en 2020)
- Administratrice du *Electric Power Research Institute* (États-Unis) (jusqu'en 2023)
- Administratrice de Trans Mountain Corporation (Canada) (jusqu'en 2024)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Secteur de l'énergie
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.

Administrateur représentant l'État, nommé par arrêté



CÉLINE FORNARO

Administratrice représentante de l'État, nommée par arrêté

- **Membre du Comité d'Audit**
- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 48 ans

Nationalité : française et italienne

Première nomination : 14 mars 2022

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 0 action

Adresse professionnelle : Agence des participations de l'État 139, rue de Bercy 75572 Paris Cedex 12

Céline Fornaro est une ancienne élève de l'École nationale de l'aviation civile (promotion 1997) et diplômée du College of Aeronautics de Cranfield University (Royaume-Uni). Elle débute sa carrière en 2000 en tant que responsable marketing et produit dans la vente d'avions chez Embraer. En 2004, elle rejoint Bank of America Merril Lynch, puis est promue en 2009 à la tête de l'équipe de recherche en Aéronautique, Défense et Satellites. En 2016, Céline Fornaro intègre UBS en tant que directrice de la recherche au pôle Industriel – aéronautique, bien d'équipements et énergies nouvelles. Ces expériences professionnelles lui ont permis d'acquérir une connaissance approfondie de la banque d'affaires, des secteurs de la finance, des biens d'équipements, de l'aéronautique et du transport, avec une vision globale des secteurs à moyen et long terme. Céline Fornaro, auparavant responsable du pôle Finance de l'Agence des participations de l'État (APE), est nommée, à compter du 1er octobre 2023, Directrice Générale Adjointe de l'APE.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Directrice Générale Adjointe de l'Agence des Participations de l'État

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de Safran (1) en qualité de représentante de l'État – membre du Comité d'Audit et des Risques et membre du Comité des Nominations et des Rémunérations
- Administratrice d'Air France – KLM (1) en qualité de représentante de l'État – membre du Comité d'Audit, membre du Comité des Rémunérations et membre du Comité de Nomination et de Gouvernance
- Administratrice de la société Orange (1) en qualité de représentante de l'État – membre du Comité d'Audit et des Risques
- Membre de la *Chatham House*, The Royal Institute of International Affairs (Royaume-Uni)
- Membre de *The Royal Aeronautical Society* (Royaume-Uni)
- Membre de *Women on Boards* (Royaume-Uni)

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice d'EDF (1) en qualité de représentante de l'État (jusqu'en 2022)
- Administratrice de la RATP en qualité de représentante de l'État (jusqu'en 2023)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Social et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Politiques publiques
- Expérience internationale

(1) Société cotée.

Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État (2)



PATRICE DURAND

Administrateur nommé par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**

Âge : 71 ans

Nationalité : française

Première nomination : 14 décembre 2016

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues :

3 000 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration, Patrice Durand débute sa carrière en 1978 en tant que sous-préfet, Directeur de cabinet du préfet de l'Eure-et-Loir, puis de la région Haute-Normandie en 1979. De 1981 à 1994, il occupe successivement les fonctions de chargé de mission à la Direction Générale de l'Administration au ministère de l'Intérieur, Secrétaire Général Adjoint puis Secrétaire Général du Club de Paris ; chef du bureau Énergie, transports, mines et Secrétaire du Fonds de développement économique et social, chef du bureau Biens d'équipements et autres participations et Sous-Directeur des Participations à la Direction du Trésor. Il devient en 1994 Directeur Général Adjoint puis en 1995 Directeur Général Délégué chargé des affaires économiques et financières d'Air France. À partir de 1999, il est membre du Comité Exécutif en charge notamment des finances de la Direction Centrale des Risques, de l'Inspection générale, des Affaires juridiques, de la Gestion d'actifs, de l'Informatique et des Traitements avant de devenir, en 2002, Directeur Général Délégué du Groupe du Crédit Lyonnais. En 2003, il est également nommé Directeur du Fonctionnement et de la Logistique et membre du Comité Exécutif de Crédit Agricole SA. En 2005, il rejoint le groupe Thales en tant que Directeur Général Adjoint Finances et Administration. De 2012 à 2015, il est Directeur Général Adjoint Finances et Opérations du Groupe Ingenico. Depuis 2016, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Administrateur de sociétés

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Néant

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Politiques publiques
- Expérience internationale



LUCIE MUNIESA

Administratrice nommée par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

- **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 49 ans

Nationalité : française

Première nomination : 26 avril 2023

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 0 action

Adresse professionnelle :
PAPREC
128, boulevard Haussmann
75008 Paris

Ancienne élève de l'École nationale de la statistique et de l'administration économique (Ensae), Lucie Muniesa a débuté sa carrière à l'Insee, avant d'être nommée adjointe au chef de bureau des Concentrations et Aides d'État à la Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes en 2002. Elle a rejoint l'APE en 2004, en qualité d'adjointe aux chefs des bureaux sectoriels "Énergie, Chimie et autres participations" et "La Poste – France Telecom", avant d'être nommée secrétaire générale de l'APE en 2007. En 2010, Lucie Muniesa a rejoint Radio France, en qualité de directrice financière puis Directrice Générale Adjointe en charge des finances, achats, juridique et du développement des ressources propres, avant de devenir en 2014, Directrice, Secrétaire Générale adjointe du ministère de la Culture et de la Communication. En février 2016, Lucie Muniesa a été nommée Directrice Générale Adjointe de l'APE. De 2018 à 2020, elle est Directrice de Cabinet du ministre de la Culture puis, de 2020 à mars 2022, Directrice de cabinet du ministre délégué chargé du Commerce Extérieur et de l'Attractivité au ministère de l'Europe et des Affaires étrangères. Depuis avril 2022, elle a rejoint le groupe Paprec, leader français du recyclage et 2e opérateur de gestion de déchets en France, en tant que Directrice Développement Durable, de la Conformité et des Affaires Institutionnelles.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Directrice du Développement Durable, de la Conformité et des Affaires Institutionnelles de Paprec

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

- Membre de la Commission de Surveillance de la Caisse des Dépôts et Consignations (jusqu'en 2024)
- Membre du Comité des Parties Prenantes de la SNCF (jusqu'en 2024)

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Néant

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Finance
- Politiques publiques

Administrateurs élus représentant les salariés (3)



CHRISTOPHE AGOGUÉ

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération CFE-CGC

- **Membre du Comité d'Audit**

Âge : 63 ans

Nationalité : française

Première nomination : 18 mai 2018

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 125 actions

Adresse professionnelle :
GRDF
17 rue des Bretons
93210 SAINT-DENIS

Christophe Agogué est diplômé d'HEC avec une spécialisation financière. Il rentre en 1986 à EDF où il est chargé des négociations avec la COGEMA dans le domaine du retraitement du combustible usé. Après un passage en cabinet de direction, il est plus spécialement chargé de la gestion puis membre du Directoire de la filiale Nersa en charge du réacteur Superphénix. En 2001, il rejoint Gaz de France où il anime le département en charge des immobilisations, et participe aux opérations de rachat du réseau de transport à l'État et aux premières réflexions sur la régulation des activités d'infrastructure. Ayant rejoint GRDF depuis sa création, il travaille à la construction de plusieurs tarifs d'acheminement. Il occupe des fonctions syndicales pour le compte de la CFE-Énergies à partir de 2009. Il a été notamment représentant syndical au Comité Central d'Entreprise de GRDF et au Comité Groupe France d'ENGIE, et Secrétaire de son Comité d'Établissement. Depuis 2018, il travaille en tant qu'appui financier à la Direction Économie et Régulation de GRDF.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Depuis 2022, membre du Comité Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques pour le compte de la CFE-CGC

Auteur d'essais philosophiques et sociologiques, romans et pièces de théâtre

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administrateur d'ENGIE Rassembleurs d'Énergie (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Social et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'énergie



YOAN KOSNAR

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT

- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**

Diplômé d'un BTS Gestion et maitrise de l'eau, option assainissement, Yoan KOSNAR a commencé sa carrière dans la maintenance et qualité dans un établissement de santé mutualiste. Il a ensuite rejoint le Groupe en 2007 en tant que Responsable de site chez ENGIE Energies Services SA (Cofely) et depuis 2017 tout en gardant son activité opérationnelle, il assiste le coordinateur national CFDT au dialogue social du groupe ENGIE. Yoan KOSNAR est devenu délégué du personnel en 2011, puis délégué syndical et membre du Comité Européen d'entreprise ENGIE. Il est titulaire du Certificat d'Administrateur de Société délivré par Sciences Po Executive Education et l'Institut Français des Administrateurs, promotion 63 (2023).

Âge : 49 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 204 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE Énergie Services
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Néant

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Néant

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Au sein du périmètre d'ENGIE Energies Services SA

- Titulaire CSE sur le territoire Ouest et trésorier du CSE (jusqu'en 2022)
- Représentant Proximité (jusqu'en 2022)
- Titulaire CSE Central (jusqu'en 2022)
- Délégué Syndical établissement (jusqu'en 2022)
- Référent harcèlement sexisme (jusqu'en 2022)

Au niveau du Groupe

- Titulaire Comité d'entreprise européen (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Environnement/climat, Social et Gouvernance
- Digital / IA
- Secteur de l'énergie
- Politiques publiques



MAGALI VIOT

Administratrice élue par les salariés, parrainée par la Fédération nationale des Mines et de l'Énergie – CGT

- **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 53 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 39 actions

Adresse professionnelle :
ELENGY
Zone portuaire,
BP 35 44550
Montoir-de-Bretagne

Magali VIOT est salariée d'Elengy, détachée pour des mandats de représentation du personnel depuis début 2014. Diplômée d'un BAC, elle rejoint EDF-GDF en 1996 en tant que conseillère clientèle à la Direction Électricité Gaz Service (DEGS). En 2009, Magali Viot mène à bien une reconversion professionnelle en alternance et obtient un Certificat de Qualification Professionnelle (CQP) de maintenance industrielle qui lui permet de devenir technicienne de maintenance courant fort. En 2012, elle intègre le service de planification et gestion de la maintenance du terminal de Montoir-de-Bretagne avant de se dédier entièrement à ses mandats de représentation du personnel en 2014.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Néant

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Administratrice représentant les salariés d'Elengy

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre du Comité stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques mandatée par la confédération CGT
- Membre du Comité de Dialogue Sectoriel Gaz de la commission Européenne, mandatée par la FNME CGT

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Titulaire CSE d'Elengy (jusqu'en 2022)
- Secrétaire CSE d'Elengy (jusqu'en 2021)
- Membre de la Commission Santé Sécurité Condition de travail (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Environnement/climat et Social
- Secteur de l'énergie
- Politiques publiques

Administratrice représentant les salariés actionnaires, nommée par l'Assemblée Générale (1)



JACINTHE DELAGE

Administratrice représentant les salariés actionnaires, nommée par l'Assemblée Générale, sur proposition du FCPE Link France et parrainée par l'Association des Actionnaires Salariés et Anciens Salariés du Groupe (AG2S)

- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 48 ans

Nationalité : française

Première nomination : 20 mai 2021

Échéance du mandat : 2025

Actions détenues : 1 719 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie

Jacinthe Delage est diplômée de plusieurs troisièmes cycles juridiques, en droit économique et droit de l'environnement et est titulaire d'un certificat d'Administratrice délivré par l'ESSEC. Après avoir travaillé dans des entreprises telles que Novergie et Neuf Cegetel comme juriste, Jacinthe Delage intègre ENGIE Cofely en avril 2007 au sein de la région Sud-Ouest puis évolue dans la fonction juridique du Groupe de février 2009 à janvier 2016 au sein de la Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU), du service Concurrence et Régulation du Corporate et du Secrétariat Général de la BU France *BtoB*. En novembre 2018, elle devient Responsable du service juridique de l'établissement ENGIE Réseaux dédié aux réseaux de chaleur et de froid en France, puis en janvier 2021, Responsable du Pôle Energie des Réseaux au sein de la Direction Juridique et Éthique d'ENGIE Solutions. En 2021, elle devient représentante des porteurs de parts sur la liste AG2S au Conseil de Surveillance du FCPE Link France. Elle prend une fonction opérationnelle le 1er septembre 2023 en qualité de Directrice régionale Réseaux Normandie Centre au sein d'ENGIE Solutions France.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Néant

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Membre du Comité de Direction du Territoire Centre Ouest d'ENGIE Solutions France
- Directrice Générale de DUNoise Energie Services (DUNES), Maromme Bio Energie Services (MBES), Réseau de chaleur de biomasse de l'Aigle (RECBIA), Sens Bio Energie Services (SEBS), Distribution de Chaleur de Mont-Gaillard (SDCMG) et Tours Métropole Energies Durables (TMED)

Autres mandats et fonctions extérieurs au Groupe

- Présidente de l'Association AG2S depuis 2024

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Membre du Comité de Direction de la SAS GéoMarne (jusqu'en 2023)
- Membre du Comité de Direction du Territoire Île-de-France de l'entité Grandes Infrastructures et Mobilités d'ENGIE Solutions (jusqu'en 2023)
- Administratrice de l'Association AG2S (jusqu'en 2023)
- Directrice Générale de Bio Cogelyo Normandie (BCN) et FICOBEL (sociétés du Groupe)

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Secteur de l'énergie
- Politiques publiques

4.1.1.2 Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article L. 111-70 du Code de l'énergie, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et des comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Sophie Mourlon, Directrice Générale Énergie-Climat au ministère de la Transition énergétique, a été nommée Commissaire du gouvernement par arrêté de la ministre de la Transition énergétique en date du 3 novembre 2023, en remplacement de Laurent Michel. Par le même arrêté, Alexandre Chevallier a été nommé Commissaire du gouvernement suppléant, en remplacement de Vincent Delporte.

4.1.1.3 Représentant du Comité Social et Économique

Conformément aux articles L. 2312-72 et suivants du Code du travail, un membre titulaire du Comité Social et Économique, désigné par ce dernier, assiste avec voix consultative à toutes les séances du Conseil d'Administration. À la date de publication du présent Document d'enregistrement universel, Gildas Gouvazé assure cette fonction.

4.1.1.4 Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation, contrat de services et lien familial

Le Président porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflits d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, la Directrice Générale ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 3.1.4 du Règlement Intérieur.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées (articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce), l'article 4.7 du Règlement Intérieur (voir Section 4.1.2.1 "Organisation et Présidence") prévoit notamment que chacun des Administrateurs doit s'efforcer d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société. Il doit informer le Conseil de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être, directement ou indirectement, impliqué. Dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, il s'abstient de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs des Administrateurs à l'égard d'ENGIE, et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

Il n'existe aucun lien familial entre les Administrateurs.

À la connaissance d'ENGIE, aucun des Administrateurs ni des dirigeants d'ENGIE n'a, au cours des cinq dernières années, fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée, participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre, liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire, fait l'objet d'une mise en cause et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire, été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Par ailleurs, aucun prêt, aucune garantie n'a été accordé ou constitué en faveur des membres du Conseil d'Administration ou du Comité Exécutif (Comex).

4.1.1.5 Indépendance des Administrateurs en exercice

Chaque année, avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, le Conseil d'Administration doit procéder, conformément à l'article 1.1.2 du Règlement Intérieur, à une évaluation de l'indépendance de chacun de ses membres au regard des critères qu'il aura retenu. Le processus d'évaluation de l'indépendance de chaque Administrateur a été mené par le CNRG lors de sa séance du 28 janvier 2025, puis par le Conseil d'Administration du 26 février 2025.

Ces instances ont examiné au cas par cas l'indépendance de chacun des Administrateurs au regard des critères du Code Afep-Medef auquel la Société se réfère.

Pour l'appréciation du caractère significatif ou non des liens d'affaires, le CNRG et le Conseil étudient l'importance de la relation d'affaires notamment au regard du chiffre d'affaires généré par le ou les contrats concernés, par rapport aux autres partenaires. Ils s'attachent également à analyser le pouvoir de décision que l'Administrateur aurait au sein de la société avec laquelle ENGIE aurait cette relation d'affaires.

Il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales ou statutaires, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Céline Fornaro, Administratrice représentant l'État, ainsi que Patrice Durand et Lucie Muniesa, Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État ;
- Christophe Agogué, Yoan Kosnar et Magali Viot, Administrateurs représentant les salariés ; Jacinthe Delage, Administratrice représentant les salariés actionnaires.

Six Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir également la Section 4.1.1.2 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas comptabilisés pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS AU REGARD DES CRITÈRES D'INDÉPENDANCE ÉNONCÉS À L'ARTICLE 10 DU CODE AFEP-MEDEF

	Indépendant (I) Non indépendant (NI)	Salarié mandataire social au cours des 5 années précédentes	Mandats croisés	Relations d'affaires significatives	Lien familial	Commissaire aux comptes	Durée du mandat supérieure à 12 ans	Statut du dirigeant mandataire social non exécutif	Statut de l'actionnaire important
Jean-Pierre Clamadieu	I								
Catherine MacGregor	NI	✗							
Fabrice Brégier [1]	I								
Marie-Claire Daveu	I								
Michel Giannuzzi	I								
Ross McInnes	I								
Marie-José Nadeau	I								
Céline Fornaro	NI								✗
Patrice Durand	NI								✗
Lucie Muniesa	NI								✗
Christophe Agogué	NI/NA [2]	✗							
Yoan Kosnar	NI/NA [2]	✗							
Magali Viot	NI/NA [2]	✗							
Jacinthe Delage	NI/NA [2]	✗							

✗ = *critère d'indépendance non satisfait.*

(1) *Fabrice Brégier ayant démissionné de son mandat de Directeur Général de PALANTIR TECHNOLOGIES France, avec effet au 1er juin 2024, et ne disposant plus d'aucun mandat dans une quelconque société du groupe PALANTIR, il n'y a plus lieu d'examiner les conditions d'exercice de la convention entre ENGIE S.A. et PALANTIR TECHNOLOGIES INC.*

(2) *Conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.*

Critère 1 : Salarié mandataire social au cours des cinq années précédentes

Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes :

- *salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société ;*
- *salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur d'une société que la Société consolide ;*
- *salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur de la société-mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société-mère.*

Critère 2 : Mandats croisés

Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'Administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'Administrateur.

Critère 3 : Relations d'affaires significatives

Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil :

- *significatif de la Société ou de son Groupe ;*
- *ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité.*

L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation (continuité, dépendance économique, exclusivité, etc.) explicités dans le rapport annuel.

Critère 4 : Lien familial

Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.

Critère 5 : Commissaire aux comptes

Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des cinq années précédentes.

Critère 6 : Durée du mandat supérieure à douze ans

Ne pas être Administrateur de la Société depuis plus de douze ans. La perte de la qualité d'Administrateur indépendant intervient à la date anniversaire des douze ans.

Critère 7 : Statut du dirigeant mandataire social non exécutif

Un dirigeant mandataire social non exécutif ne peut être considéré comme indépendant s'il perçoit une rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.

Critère 8 : Statut de l'actionnaire important

Des Administrateurs représentant des actionnaires importants de la Société ou sa société mère peuvent être considérés comme indépendants dès lors que ces actionnaires ne participent pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10% en capital ou en droits de vote, le conseil, sur rapport du Comité des Nominations, s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

4.1.1.6 Situation de cumul des mandats des Administrateurs

Le nombre de mandats exercés par les Administrateurs dans des sociétés cotées extérieures au Groupe, y compris étrangères, a été apprécié par le Conseil d'Administration dans sa séance du 26 février 2025, conformément aux dispositions de l'article 20 du Code Afep-Medef, selon lequel : "*Un dirigeant mandataire social exécutif ne doit pas exercer plus de deux autres mandats d'Administrateur dans des sociétés cotées extérieures à son groupe, y compris étrangères. Un Administrateur ne doit pas exercer plus de quatre autres mandats dans des sociétés cotées extérieures au Groupe, y compris étrangères.*"

	Nombre de mandats dans des sociétés cotées extérieures au Groupe	Conformité aux critères du Code Afep-Medef
Jean-Pierre Clamadieu	2	•
Catherine MacGregor	1	•
Fabrice Brégier	2	•
Marie-Claire Daveu	1	•
Michel Giannuzzi	2	•
Ross McInnes	2	•
Marie-José Nadeau	0	•
Céline Fornaro	3	•
Patrice Durand	0	•
Lucie Muniesa	0	•
Christophe Agogué	0	•
Yoan Kosnar	0	•
Magali Viot	0	•
Jacinthe Delage	0	•

4.1.1.7 Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration s'attache à promouvoir la diversité en son sein au regard du genre, de la nationalité, des qualifications et expériences professionnelles, ainsi que de l'âge de ses membres.

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-17 du Code de commerce qui instaure un principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'Administration, à la date du présent rapport, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprend sept femmes Administratrices sur 14 membres.

Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit que les Administrateurs représentant les salariés (trois Administrateurs) ou les salariés actionnaires (une Administratrice) ne sont pas pris en compte. Ainsi, l'appréciation est faite sur une base de 10 Administrateurs dont cinq sont des femmes, soit 50% de femmes. L'exigence légale d'avoir au moins 40% de femmes et 40% d'hommes au sein du Conseil est donc satisfaite.

À noter que la directive (UE) 2022/2381 du Parlement européen et du Conseil du 23 novembre 2022, relative à un meilleur équilibre entre les femmes et les hommes parmi les Administrateurs des sociétés cotées (dite *Women on boards*), met à la charge des États membres de veiller à ce que les sociétés cotées soient soumises à des objectifs de parité devant être atteints d'ici le 30 juin 2026. Cette directive a été transposée en droit français par l'ordonnance n° 2024-934 du 15 octobre 2024. Il en résulte une obligation de parité appréciée de manière distincte, d'une part, au sein du collège des Administrateurs représentant les salariés, et, d'autre part, au sein du collège des Administrateurs représentant les actionnaires (incluant l'Administrateur représentant les salariés actionnaires).

ENGIE veille également à la diversité et à l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 14 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, canadienne, italienne et française).

S'agissant des qualifications et de l'expérience professionnelle des Administrateurs, l'objectif du Conseil est que sa composition soit en adéquation avec les activités d'ENGIE, ses enjeux et ses orientations stratégiques, contribuant ainsi à la qualité des décisions prises.

En 2024, le Conseil d'Administration a décidé, sur recommandation du CNRG, de faire évoluer la matrice de compétences des Administrateurs afin de refléter au mieux les expertises dans les domaines considérés comme importants pour le Groupe.

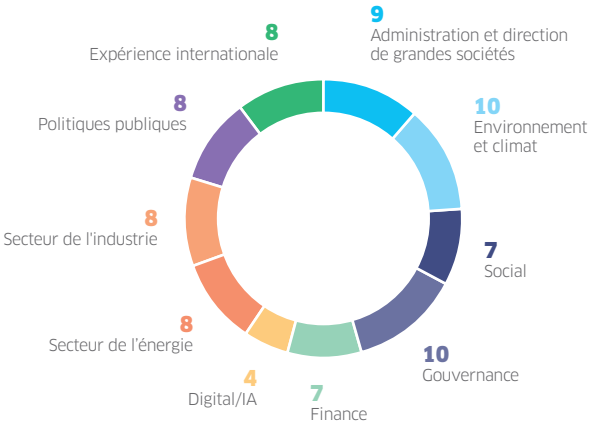
De plus, en matière d'Environnement, Social et Gouvernance (ESG), les compétences sont précisées pour chaque pilier, à savoir environnement/climat, social et gouvernance. Pour chaque Administrateur, ses compétences les plus pertinentes pour les besoins du Conseil d'Administration, fondées sur ses qualifications et expériences professionnelles, sont renseignées. Elles sont recensées sous les biographies de chacun d'entre eux et dans le tableau ci-après.

Enfin, s'agissant de l'âge, le Conseil comprend trois Administrateurs de plus de 70 ans. L'exigence légale applicable, en l'absence de disposition statutaire spécifique, est donc satisfaite, à savoir que le nombre d'Administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne doit pas être supérieur au tiers des Administrateurs en fonction **[ESRS 2 - GOV-1].**

COMPÉTENCES INDIVIDUELLES CLEFS DES ADMINISTRATEURS

Liste des compétences	Administration et direction des grandes sociétés	ESG			Finance	Digital/ IA	Secteur de l'énergie	Secteur de l'industrie	Politiques publiques	Expérience internationale
		Environnement et climat	Social	Gouvernance						
Jean-Pierre Clamadieu	•	•	•	•			•	•	•	•
Catherine MacGregor	•	•	•			•	•	•		•
Fabrice Brégier	•				•	•		•		
Marie-Claire Daveu	•	•	•	•		•	•		•	•
Michel Giannuzzi	•	•		•	•			•		•
Ross McInnes	•	•		•	•			•		•
Marie-José Nadeau	•	•		•			•	•		•
Céline Fornaro	•		•	•	•			•	•	•
Patrice Durand	•				•			•	•	•
Lucie Muniesa		•		•	•				•	
Christophe Agogué			•	•	•		•			
Yoan Kosnar		•	•	•		•	•		•	
Magali Viot		•	•				•		•	
Jacinthe Delage		•		•			•		•	
Proportion d'Administrateurs possédant les compétences	*64%*	*71%*	*50%*	*71%*	*50%*	*29%*	*57%*	*57%*	*57%*	*57%*

Sur 14 administrateurs au 31/12/2024



4.1.1.8 Processus de sélection d'un Administrateur

La procédure de sélection et de désignation des Administrateurs représentant les salariés, de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires et des Administrateurs nommés par ou sur proposition de l'État fait l'objet d'un cadre réglementaire et/ou statutaire précis qui est rappelé dans la Section 4.1.1.

En ce qui concerne la sélection d'Administrateurs indépendants, la Présidente du CNRG, avec l'appui du Président du Conseil d'Administration, supervise le processus de recherche et de sélection des nouveaux Administrateurs, le cas échéant avec l'assistance d'un ou plusieurs cabinets de recrutement.

Une première liste longue puis une *short-list* de candidats sont établies.

Des auditions de candidats interviennent en fin de processus en vue d'une recommandation au Conseil d'Administration. Lors de ces entretiens, le CNRG s'assure notamment de l'indépendance, de la disponibilité et de la motivation du candidat pressenti et de son adhésion aux valeurs du Groupe.

Le remplacement des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale dont le poste deviendrait vacant en cours de mandat pour cause de décès ou de démission est soumis aux dispositions légales et réglementaires en vigueur. Ces dispositions ne sont toutefois pas applicables en cas de vacance, pour quelque cause que ce soit, d'un siège d'Administrateur élu par les salariés et du siège de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

4.1.1.9 Formation des Administrateurs

Programme d'intégration et de formation des nouveaux membres du Conseil d'Administration

Chaque Administrateur peut bénéficier de toute formation nécessaire au bon exercice de sa fonction d'Administrateur – et le cas échéant, de membre de Comité – dispensée par l'entreprise ou approuvée par elle en application de l'article 4.1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration d'ENGIE et de l'article 14 du Code Afep-Medef.

Le CNRG a adopté lors de sa séance du 30 novembre 2022, un programme d'intégration et de formation dont bénéficient, en principe dans les six mois suivant leur prise de fonction, les nouveaux membres du Conseil, afin de leur permettre d'acquérir rapidement une bonne connaissance de l'organisation de l'entreprise et de ses activités. Ce programme prend la forme de rendez-vous avec les membres du Comité Exécutif, et de sessions d'information dispensées par des experts des différents métiers du Groupe. Le programme comprend aussi des formations sur des sujets transverses, dont l'ESG, et comprend des visites de sites choisis par l'entreprise, représentatifs de l'activité du Groupe.

Formation des Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Le Conseil d'Administration a adopté, lors de sa séance du 1er août 2024, un programme de formation des Administrateurs représentant les salariés et l'Administratrice représentant les salariés actionnaires. Ce programme a été établi en application de l'article L. 225-30-2 du Code de commerce, de l'article 14 du Code Afep-Medef et de l'article 4.1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration. Ce programme vise à acquérir ou perfectionner les connaissances et techniques nécessaires à l'exercice du mandat d'Administrateur. Il porte principalement sur le rôle et le fonctionnement du Conseil d'Administration, les droits et obligations des Administrateurs et leurs responsabilités ainsi que sur l'organisation et les activités du Groupe. Le Conseil d'Administration doit déterminer, après avis des Administrateurs concernés, le contenu du programme de formation pour la durée du mandat et le, ou les organismes chargés de dispenser la formation.

De manière générale, les formations dispensées aux Administrateurs salariés d'ENGIE, avec des intervenants internes ou externes, ont pour thématique : le rôle de l'Administrateur, la finance, la gouvernance, l'ESG, l'anglais. S'y ajoutent des formations pour l'ensemble des Administrateurs sur certains aspects stratégiques ou activités d'ENGIE.

Visites de sites

Des visites de sites de la Société sont proposées aux Administrateurs.

En 2024, les Administrateurs ont découvert la salle de contrôle d'ENGIE Brasil Energia. Lors de ce déplacement, certains d'entre eux ont visité le site d'Assu Sol, complexe photovoltaïque proche de Natal, quand d'autres ont découvert la salle de contrôle à distance du réseau TAG, le plus grand réseau de transport de gaz naturel au Brésil (voir Section 1.6.2.3). Les Administrateurs ont également eu l'opportunité de visiter, en région parisienne, le site de la Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU), fournisseur de la chaleur pour le chauffage et l'eau chaude d'habitations, de bureaux et d'établissements de la métropole parisienne.

Formation en matière d'ESG

En septembre 2024, les membres du Conseil ont bénéficié d'une formation spécifique sur la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD), qui est la directive européenne définissant les standards et obligations pour les publications extra-financières des entreprises. Elle couvre tout le spectre de l'ESG et donne lieu à l'état de durabilité (voir Section 3.1 "État de durabilité") qui remplace la précédente Déclaration de Performance Extra-Financière (voir Chapitre 3 du Document d'enregistrement universel 2023). L'état de durabilité fait l'objet d'un audit obligatoire en assurance limitée en 2024 (publication dans le présent Document d'enregistrement universel) **[ESRS 2 - GOV-1]**.

Réunions d'information

En 2024, les Administrateurs ont bénéficié de sessions d'information sur :

- le marché de l'énergie en Europe (gaz et électricité) ;
- l'entité CPCU (incluant la visite de site et la présentation des activités) ;
- la technologie et l'activité de dessalement d'eau de mer ;
- les scénarios d'ENGIE pour la transition énergétique.

En 2025, il est prévu que les Administrateurs bénéficient de réunions d'information consacrées à l'Intelligence Artificielle et aux questions de stockage de l'électricité (batteries).

4.1.1.10 Évolution dans la composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 26 février 2025, de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 24 avril 2025, au CNIT Forest – 2 place de la Défense, à Puteaux (92).

L'attention des actionnaires est attirée sur le fait qu'il est possible de voter à l'Assemblée Générale et d'adresser des questions écrites au Conseil soit par voie postale soit par voie électronique, dans les conditions prévues par la réglementation.

Les documents d'information préparatoires à cette Assemblée Générale seront disponibles sur le site internet du Groupe (www.engie.com/assemblee-generale-avril-2025).

Les actionnaires sont invités à consulter régulièrement cette page du site qui précisera les modalités de participation.

Le Conseil d'Administration du 26 février 2025, sur recommandation du CNRG, propose à l'Assemblée Générale du 24 avril 2025, de renouveler le mandat d'Administratrice de Catherine MacGregor, avec l'intention de la reconduire en tant que Directrice Générale.

Le mandat d'Administratrice représentant les salariés actionnaires de Jacinthe Delage arrivera à expiration à l'issue de cette Assemblée Générale. Les Conseils de Surveillance des FCPE Link France et Link International ont désigné Stefano Bassi et Gildas Gouvazé comme candidats aux fonctions d'Administrateur. Le candidat qui recueillera le plus grand nombre de voix sera nommé Administrateur représentant les salariés actionnaires pour une durée de quatre ans. Ce mandat expirera à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée à statuer en 2029 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

À l'issue de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025, et sous réserve du vote favorable de ces résolutions, le Conseil d'Administration serait composé de 14 membres.

4.1.2 Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration

4.1.2.1 Organisation et Présidence

Organisation du Conseil d'Administration

Le **fonctionnement** du Conseil est défini à l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation figurent à l'article 3 du Règlement Intérieur, qui précise les voies et les moyens d'un fonctionnement efficace du Conseil au service de la Société et de ses actionnaires, ainsi que les obligations des Administrateurs.

Le Conseil d'Administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et, conformément à son Règlement Intérieur, au moins six fois par an dont au moins une fois par trimestre. Les réunions du Conseil peuvent être tenues par tout moyen de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des Administrateurs et garantissant leur participation effective.

Depuis 2016, une **plateforme digitale** est mise à la disposition des Administrateurs afin qu'ils exercent leurs missions. Elle est accessible via une application sur tablette remise par la Société à tous les membres du Conseil d'Administration. Elle permet notamment la mise à disposition sécurisée des documents relatifs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités.

Assistent également aux **réunions du Conseil d'Administration**, le Commissaire du gouvernement et le représentant du Comité Social et Économique, qui disposent chacun d'une voix consultative, la Secrétaire Générale et la Secrétaire du Conseil d'Administration, le Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats, ainsi que les Commissaires aux comptes.

Une fois par an, le Conseil procède à sa propre **évaluation** sous la direction du CNRG ; au moins tous les trois ans, cette évaluation formalisée est réalisée avec l'aide d'un consultant externe (voir Section 4.1.2.5 "Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration"). En application de l'article 11.2 du Code Afep-Medef, l'évaluation vise à faire le point sur les modalités de fonctionnement du Conseil, vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues et apprécier la contribution effective de chaque Administrateur aux travaux du Conseil.

La **Secrétaire du Conseil d'Administration** assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux des séances.

Sur proposition du CNRG du 20 février 2024, le Conseil d'Administration du 21 février 2024 a renforcé dans le Règlement Intérieur l'obligation statutaire de détention par les Administrateurs d'actions de la Société : désormais chaque Administrateur doit détenir a minima 25% de sa rémunération annuelle en actions. L'Administrateur dispose d'un délai d'un an à compter de sa nomination pour acquérir ces actions. Cette obligation ne s'applique toutefois pas aux Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à l'Administrateur représentant l'État, ni aux Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (le nombre d'actions détenues personnellement par les Administrateurs figure à la Section 4.1.1.1 et dans les biographies de chacun d'entre eux).

L'Administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités d'ENGIE, ses enjeux et ses valeurs, y compris en rencontrant et en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du Conseil avec assiduité et diligence.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités est présenté en Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2024" ci-après.

L'annexe du Règlement Intérieur (https://www.engie.com/statuts-ENGIE), qui édicte les règles relatives aux opérations sur titres de la Société, au délit et manquement d'initié applicables aux mandataires sociaux et à tous les salariés, traduit la volonté de la Société d'assurer une gestion prudente de ses titres, à respecter et faire respecter la réglementation en vigueur en matière d'opérations sur titres réalisées par les mandataires sociaux et les salariés.

En complément de ces documents, le statut des Administrateurs salariés, entériné par le Conseil d'Administration lors de sa séance du 9 décembre 2009, précise, pour ces Administrateurs, les conditions d'exercice de leur mandat.

Rôles et pouvoirs du Président du Conseil d'Administration

Le Président du Conseil d'Administration :

- organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale ;
- préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations, fait observer les statuts et le Règlement Intérieur et peut à tout moment suspendre la séance ;
- veille à la qualité des échanges et à la collégialité des décisions du Conseil ;
- s'assure que le Conseil consacre un temps suffisant aux débats et accorde à chacun des points de l'ordre du jour un temps proportionné à l'enjeu qu'il représente pour la Société. Les Administrateurs veillent collectivement à un bon équilibre du temps de parole ;
- s'attache notamment à ce que les questions posées dans le respect de l'ordre du jour reçoivent une réponse appropriée ;
- veille au bon fonctionnement du Conseil et de ses comités auxquels il peut assister et soumettre des questions pour avis ;
- veille à l'application des principes de bonne gouvernance (notamment à ce que les Administrateurs disposent en temps utile et sous une forme claire et appropriée des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions) ;
- veille à la bonne organisation des Assemblées Générales qu'il préside ;
- répond aux questions des actionnaires et plus généralement veille aux bonnes relations avec ceux-ci. Il apporte, si nécessaire, son assistance pour répondre aux demandes d'actionnaires non représentés au Conseil et se rend disponible pour les rencontrer et prendre connaissance des commentaires et suggestions de ceux-ci (voir également Section 4.1.2.7 "Échange avec les actionnaires").

En concertation avec la Directrice Générale, le Président du Conseil est en outre chargé :

- d'organiser les travaux stratégiques du Conseil ;
- de suivre la préparation et la mise en œuvre de plans de succession pour les membres du Comité Exécutif ;
- d'exercer une fonction de représentation du Groupe à haut niveau auprès des instances et institutions nationales et internationales dans l'intérêt du Groupe.

Par ailleurs, le Président :

- consacre ses meilleurs efforts à promouvoir en toutes circonstances les valeurs et l'image du Groupe ;
- informe en tant que de besoin les membres du Conseil entre deux séances ;

- est seul habilité à s'exprimer et agir au nom du Conseil ;
- porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflit d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, la Directrice Générale ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels.

Le Conseil peut confier au Président des missions d'information ou de consultation sur des sujets déterminés relevant de la compétence du Conseil.

Le Président se coordonne avec la Directrice Générale, qui assure la direction et la gestion opérationnelle du Groupe.

Outre l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, le Président peut être consulté par la Directrice Générale sur tout sujet relevant de la conduite de l'entreprise.

Le Président est tenu régulièrement informé par la Directrice Générale des événements significatifs de la vie du Groupe, notamment en ce qui concerne la stratégie, l'organisation, les investissements et désinvestissements. Sur invitation de la Directrice Générale, le Président peut participer aux réunions internes avec les dirigeants et équipes de la Société, afin d'apporter son éclairage sur les enjeux stratégiques.

En cas d'empêchement, le Président est remplacé, conformément à l'article 3.1.1 du Règlement Intérieur, par un Vice-Président ou, à défaut, par le Directeur Général, s'il est lui-même Administrateur ou, à défaut, par un autre Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

4.1.2.2 Missions du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration détermine collégialement les orientations stratégiques de la Société et veille à leur mise en œuvre.

Sous réserve des lois et règlements applicables et des statuts de la Société, il détermine le cadre de supervision de la Direction Générale. Il exerce notamment les pouvoirs suivants **[ESRS 2 – GOV-1]** :

Gouvernance	• choisit le mode d'exercice de la Direction Générale.
Nominations et Rémunérations	• nomme les dirigeants mandataires sociaux et fixe leur rémunération ; • examine, au moins une fois par an, la politique d'égalité professionnelle et salariale.
Stratégie	• veille à ce que les actionnaires et les investisseurs reçoivent une information pertinente, équilibrée et pédagogique sur la stratégie, le modèle de développement, la prise en compte des enjeux extra-financiers significatifs pour la Société ainsi que sur ses perspectives à long terme ; • examine, au moins une fois par an, la stratégie industrielle et la stratégie financière du Groupe.
Finance	• se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent ; • procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns ; • examine, au moins une fois par an, le budget.
ESG	• s'attache à promouvoir la création de valeur par l'entreprise à long terme en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de ses activités ainsi que de sa raison d'être ; • examine, au moins une fois par an, l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe.

Partage des pouvoirs entre le Conseil d'Administration et la Directrice Générale

La Directrice Générale est investie des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société et représente la Société dans ses rapports avec les tiers. Toutefois, certaines opérations importantes sont soumises à l'autorisation préalable du Conseil d'Administration, telles que les opérations suivantes :

- prise ou cession de toutes participations directes ou indirectes de la Société, dans toutes sociétés créées ou à créer, participation à la création de toutes sociétés, *joint-ventures*, groupements et organismes, souscription à toutes émissions d'actions, de parts sociales ou d'obligations, lorsque l'exposition financière de la Société ou du Groupe excède 250 millions d'euros pour l'opération considérée ;
- opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 250 millions d'euros ;
- contrats de fourniture, travaux ou services (à l'exception des contrats afférents aux opérations d'achat à long terme d'énergie), y compris le cas échéant leurs avenants successifs, portant sur un montant excédant 400 millions d'euros ;
- en cas de litige, traités et transactions, compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;
- projets d'achats à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à :
  - pour le gaz, 30 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement,
  - pour l'électricité, 20 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;
- opérations significatives se situant hors de la stratégie annoncée de la Société ;
- opérations d'acquisition ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros ;
- opérations suivantes dont le montant excède 1,5 milliard d'euros :
  - consentir ou contracter tous prêts, emprunts, crédits et avances par la Société, ou autoriser à cet effet les filiales ou tout véhicule de financement du Groupe,
  - acquérir ou céder, par tout mode, toutes créances,
  - conclure les contrats significatifs avec l'État relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société ou ses filiales, dans les limites fixées par la loi.

Le Conseil autorise par ailleurs chaque année la Directrice Générale à délivrer des cautions, avals et garanties et à émettre des emprunts obligataires pour des montants dont le Conseil détermine la somme totale.

4.1.2.3 Travaux du Conseil d'Administration

9 réunions | **14** membres | **50%** de femmes | **60%** d'Administrateurs indépendants | **97%** de participation

Au cours de l'exercice 2024, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à 9 reprises avec un taux moyen de participation de 97%. Le taux d'assiduité individuel moyen aux réunions du Conseil d'Administration et des comités pour l'année 2024 est mentionné, pour chaque Administrateur, à la Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2024".

L'ordre du jour des séances du Conseil d'Administration est établi par le Président en concertation avec la Directrice Générale. Il a pour objectif de traiter prioritairement les sujets qui, au regard des principes de gouvernance du Groupe et en application des textes en vigueur comme du Règlement Intérieur, impliquent une décision.

Chaque séance débute par un point dédié à la santé-sécurité. La Directrice Générale fait également un point sur la situation du Groupe.

SÉMINAIRE STRATÉGIQUE

Le Conseil a tenu son séminaire stratégique annuel en juin 2024. Durant ce séminaire, les membres du Conseil ont discuté des évolutions stratégiques pour le Groupe et échangé plus particulièrement sur les stratégies thermiques décarbonées, sur l'éolien offshore et sur les réseaux électriques. Une présentation de l'utilisation du digital au sein des métiers et des fonctions supports d'ENGIE a aussi été faite aux Administrateurs. Ils ont également échangé sur la stratégie Climat.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EN 2024 [ESRS 2 – GOV-1]

Orientations stratégiques du Groupe et suivi de ses activités	• mise en œuvre opérationnelle des orientations stratégiques ; • vision 2030 d'ENGIE pour une croissance de long terme et durable ; • préparation et suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil (voir encadré).
Investissements et ventes d'actifs	• revue d'une série de projets d'investissement et de désinvestissement nécessitant une décision du Conseil.
Finance, audit et risques	• arrêté des comptes sociaux et consolidés, de la proposition d'affectation du résultat et du projet de communiqué de presse ; • politique de dividende et *guidance* ; • arrêté des documents de gestion prévisionnelle ; • arrêté du budget et du plan d'affaires à moyen terme ; • renouvellement des autorisations annuelles consenties à la Directrice Générale d'émettre des emprunts obligataires et de délivrer des cautions, avals et garanties ; • refinancement de la ligne de crédit syndiqué qui arrive à échéance en 2025 ; • revue des risques 2024, notamment le risque prioritaire cybersécurité.
Gouvernance, nominations et rémunérations	• préparation de l'Assemblée Générale Mixte et réponses aux questions écrites des actionnaires ; • politique de diversité, compétences et indépendance des Administrateurs en exercice ; • nominations au Conseil d'Administration et au sein des comités du Conseil ; • évaluation du fonctionnement du Conseil et contributions individuelles des Administrateurs ; • politique d'actionnariat salarié ; • rémunération des mandataires sociaux ; • plans d'Actions de Performance ; • politique de rémunération et plan de succession des cadres dirigeants.
ESG	• suivi régulier des critères Environnementaux, Sociaux et Gouvernance et notamment des émissions de CO_2, et de la stratégie climatique ; • risque prioritaire "changement climatique" ; • politique d'égalité professionnelle et salariale ; • bilan annuel santé-sécurité ; • déclaration relative à l'esclavage moderne prévue par la réglementation britannique.

SESSIONS EXÉCUTIVES

Des réunions d'Administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives, se tiennent régulièrement à l'issue du Conseil. Ces sessions exécutives traitent de sujets variés. Le Comité d'Audit et le CNRG sont systématiquement précédés ou suivis d'une réunion des membres, hors la présence du management. Les membres du CEEDD se réunissent une fois par an, hors la présence du management.

4.1.2.4 Les comités

Quatre comités permanents assistent le Conseil d'Administration :

- le Comité d'Audit ;
- le Comité des Investissements et des Technologies (CIT) ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) ; et
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD).

La présidence de chaque Comité est assurée par un Administrateur indépendant.

Les comités ont pour mission d'étudier les sujets et projets relatifs au Groupe que le Conseil ou le Président soumet pour avis à leur examen, de préparer les travaux et décisions du Conseil relativement à ces sujets et projets. Les comités rapportent leurs conclusions au Conseil sous forme de comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations.

Les comités accomplissent leur mission sous la responsabilité du Conseil d'Administration. Un comité ne peut traiter de sa propre initiative des questions qui déborderaient du cadre propre de sa mission. Les comités n'ont pas de pouvoir de décision.

Le Conseil, sur proposition de son Président et après avis du CNRG, désigne les membres composant les comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience, de la diversité des profils et de la disponibilité des Administrateurs (voir Section 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice" et le tableau "Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités au cours de l'exercice 2024" sous la Section 4.1.1).

Pour l'accomplissement de leurs travaux, après en avoir informé le Président du Conseil et à charge d'en rendre compte au Conseil, les comités peuvent entendre les membres des Directions de la Société et du Groupe et/ou solliciter des études techniques sur des sujets relevant de leur compétence, aux frais de la Société. En cas de recours par les comités aux services de conseils externes, les comités doivent veiller à l'objectivité du conseil concerné.

Selon les comités, la pratique de sessions exécutives, c'est-à-dire qu'une partie de la réunion du Comité se tient hors la présence du management, est systématique ou occasionnelle (voir encadré ci-dessus).

Le secrétariat des comités du Conseil est assuré par le Secrétariat Général.

Les Administrateurs sont informés des informations extra-financières et des enjeux ESG lors du Comité d'Audit et du CEEDD dont les activités sont décrites ci-après **[ESRS 2 - GOV-1 et GOV-2]**.

Au 31 décembre 2024

COMITÉ D'AUDIT
Président : Ross McInnes
2 femmes — **3** hommes — **6** réunions (+1 commune avec le CIT)
97% Assiduité — **75%** Indépendance (1)

COMITÉ DES NOMINATIONS, DES RÉMUNÉRATIONS ET DE LA GOUVERNANCE
Présidente : Marie-José Nadeau
3 femmes — **2** hommes — **7** réunions
98% Assiduité — **75%** Indépendance (1)

CONSEIL D'ADMINISTRATION
Président : Jean-Pierre Clamadieu
7 femmes — **7** hommes — **9** réunions
97% Assiduité — **60%** Indépendance (1)

COMITÉ POUR L'ÉTHIQUE, L'ENVIRONNEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT DURABLE
Présidente : Marie-Claire Daveu
3 femmes — **1** homme — **4** réunions
85% Assiduité — **66%** Indépendance (1)

COMITÉ DES INVESTISSEMENTS ET DES TECHNOLOGIES
Président : Jean-Pierre Clamadieu
2 femmes — **4** hommes — **7** réunions (+1 commune avec le Comité d'Audit)
95% Assiduité — **60%** Indépendance (1)

(1) Conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte pour déterminer la proportion d'indépendants au sein du Conseil et des comités.

Le Comité d'Audit

6 réunions *+ 1 commune avec le CIT*

5 membres *(3 hommes et 2 femmes)*

75% d'Administrateurs indépendants

97% de participation

Le Comité d'Audit est composé de cinq membres : Ross McInnes [(1)] (Président), Christophe Agogué, Céline Fornaro, Michel Giannuzzi [(1)] (depuis le 14 mai 2024), Marie-José Nadeau [(1)].

Le Comité d'Audit s'est réuni à sept reprises au cours de l'année 2024 (dont une réunion commune avec le CIT) avec un taux moyen de participation de 97%.

Le Directeur Général Adjoint en charge des Finances, ESG et des Achats et la Vice-Présidente de l'Audit Groupe ont participé à chaque séance du Comité d'Audit. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances. En application de l'article 5.1.1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration, la Présidente du CEEDD est invitée à chaque réunion du Comité d'Audit qui traite du *reporting* sur l'information extra-financière.

Chaque réunion du Comité a été suivie d'une session exécutive.

Le Comité rend compte régulièrement au Conseil d'Administration de l'exercice de ses missions. Il rend également compte des résultats de la mission de certification des comptes, de la manière dont cette mission a contribué à l'intégrité de l'information financière et du rôle qu'il a joué dans ce processus. Le Comité assure aussi le suivi du processus d'élaboration de l'information extra-financière. Il informe sans délai le Conseil d'Administration de toute difficulté rencontrée.

Le délai entre l'examen des comptes par le Comité d'Audit et l'arrêté des comptes par le Conseil d'Administration est de 48 heures minimum.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2024

Objets	Missions	Activités
Comptes	• le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et, le cas échéant, la formulation de recommandations pour en garantir l'intégrité ; • l'examen préalable et l'avis sur les projets de comptes annuels et semestriels ; • l'audition, lorsqu'il l'estime nécessaire, des Commissaires aux comptes, de la Direction Générale, de la Direction Financière, de l'Audit interne ou de tout autre membre du management ; • l'examen, avant leur publication, des communiqués financiers importants.	• l'examen des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2023 et au 30 juin 2024 (incluant l'examen des engagements "hors bilan" significatifs), les informations financières des 1er et 3e trimestres 2024 et les communiqués de presse correspondants en présence du Vice-Président du Contrôle Financier Groupe et du Directeur des Comptabilités Groupe ; • les hypothèses et prévisions de clôture semestrielle et annuelle ainsi que les documents de gestion prévisionnelle ; • la trajectoire financière et la *guidance* 2024 ; • les frais de fonctionnement de la Présidence et du Conseil d'Administration ; • le projet de Document d'enregistrement universel 2023 (hors les parties du ressort d'autres comités) et les projets de résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale ; • la politique de dividende ; • la détermination du montant de l'enveloppe des garanties ; • les projets de réformes fiscales ; • les conventions réglementées et courantes ; • les relations avec les investisseurs dont les retours des *roadshows* gouvernance.
Information extra-financière	• le suivi du processus de l'information extra financière ; • l'examen de la pertinence des principes et règles utilisés dans l'établissement de l'information extra financière ; • l'avis sur le projet de *reporting* ; • l'audition, lorsqu'il l'estime nécessaire, des Commissaires aux comptes ou tout membre du management sur le sujet du *reporting* extra financière.	• la nomination des Commissaires aux comptes pour l'audit du rapport de durabilité ; • la revue du programme de certification des informations en matière de durabilité des Commissaires aux comptes ; • le suivi de l'avancement de la mise en œuvre de la directive CSRD et de l'établissement de l'état de durabilité.

(1) Administrateur indépendant.

Objets	Missions	Activités
Gestion des risques	• le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de gestion de risques du Groupe, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ; • la prise de connaissance, régulière, de la situation financière, de la situation de trésorerie, des engagements et risques significatifs du Groupe.	• la revue annuelle des risques (en présence de la Directrice Groupe Financements, Risques et Assurance) ; • la revue des risques de marché ; • la revue des risques prioritaires : cybersécurité, sûreté.
Contrôle interne	• le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de contrôle interne ; • l'examen, avec les responsables de l'audit interne, des plans d'interventions et d'actions dans le domaine de l'audit interne, les conclusions de ces interventions et actions et les recommandations et suites qui leur sont données.	• la revue annuelle du contrôle interne Groupe 2023 et les objectifs 2024 ; • la revue des rapports d'activité trimestriels de l'audit interne ainsi que le suivi des recommandations d'audit et les plans annuels d'audit interne 2024 et 2025 (en présence de la Vice-Présidente de l'Audit Groupe).
Contrôle externe et Commissaires aux comptes	• la sélection, la désignation ou le renouvellement des Commissaires aux comptes ; • le suivi de la réalisation par les Commissaires aux comptes de leurs missions ; • le suivi du respect des conditions d'indépendance des Commissaires aux comptes ; • le suivi de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes et l'application des règles de plafonnement des honoraires liés ; • l'examen annuel des honoraires d'audit des Commissaires aux comptes et de leurs plans d'intervention.	• l'approbation préalable des travaux confiés aux Commissaires aux comptes en dehors de leur mission d'audit et le suivi de ces missions ; • le bilan des honoraires 2023 des Commissaires aux comptes ; • la revue du rapport d'audit des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels et consolidés au 31 décembre 2023 ; • la revue du programme de travail 2024 à la suite de l'audition des Commissaires aux comptes ; • la préparation de la fin de mandats des Commissaires aux comptes.

Le Comité des Investissements et des Technologies

7 réunions *+ 1 commune avec le Comité d'Audit*

6 membres *(4 hommes et 2 femmes)*

60% d'Administrateurs indépendants

95% de participation

Le Comité des Investissements et des Technologies est composé de six membres : Jean-Pierre Clamadieu [1] (Président), Patrice Durand, Céline Fornaro, Yoan Kosnar, Ross McInnes [1] et Marie-José Nadeau [1].

La Directrice Générale assiste aux réunions du CIT.

Le CIT s'est réuni à huit reprises au cours de l'année 2024 (dont une réunion commune avec le Comité d'Audit), avec un taux moyen de participation de 95%.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2024

Objets	Missions	Activités
Examen de la stratégie	• l'expression d'avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le plan stratégique ; • l'examen de tous les projets de croissance externe et interne, de cessions, d'accords stratégiques, d'alliances ou de partenariats soumis au Conseil ; • l'examen des choix stratégiques en matière d'évolutions technologiques ainsi que les questions de création et de modernisation d'équipements industriels et de contrats de fourniture, travaux ou services sur base annuelle ou pluriannuelle, de politique d'achat et de projets immobiliers significatifs.	• une série de projets d'investissements et de cessions ; • des points d'étape sur les projets en cours ; • le plan d'affaires à moyen terme sur la partie stratégie ; • la préparation et les suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil ; • le suivi des tendances et faits marquants sectoriels.
Réunion commune du Comité d'Audit et du CIT		• le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT)

(1) Administrateur indépendant.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

7 réunions

5 membres *(2 hommes et 3 femmes)*

75% d'Administrateurs indépendants

98% de participation

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) est composé de cinq membres : Marie-José Nadeau [(1)] (Présidente), Fabrice Brégier [(1)], Jacinthe Delage, Céline Fornaro et Michel Giannuzzi [(1)] (depuis le 31 juillet 2024).

Le Président du Conseil d'Administration et la Directrice Générale assistent aux réunions du CNRG, sauf pour les questions qui les concernent.

Chaque réunion du Comité donne lieu à une session exécutive.

Le CNRG s'est réuni à sept reprises au cours de l'année 2024, avec un taux moyen de participation de 98%.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2024

Objets	Missions	Activités
Nominations et Gouvernance	• l'examen de toute candidature à un poste d'Administrateur devant être soumise à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des comités et à la présidence de ces comités ; • l'assurance de la mise en œuvre d'une politique de non-discrimination et de diversité, de la part des dirigeants mandataires sociaux, au sein des instances dirigeantes ; • la direction, en lien avec le Président, des travaux réalisés en vue de l'évaluation annuelle du Conseil ; • l'appréciation, en liaison avec le Président, du bon fonctionnement des organes de gouvernance ; • la succession du Président et du Directeur Général de la Société ; • l'examen du plan de succession des dirigeants de la Société et l'information sur les projets de la Direction Générale relatifs à la nomination des membres du Comité Exécutif ; • l'examen de toute candidature du Président et du Directeur Général à un mandat social dans une société cotée extérieure au Groupe.	• le suivi de la politique de diversité au sein du Conseil, la composition du Conseil et de ses comités, l'indépendance et les compétences des Administrateurs ; • l'évaluation du fonctionnement du Conseil ; • les plans de succession des cadres dirigeants ; • les résultats de l'enquête annuelle d'engagement des collaborateurs *ENGIE&Me* ; • l'évolution des politiques de vote des proxys et des investisseurs et le résultat des *roadshows* gouvernance menés par le Président du Conseil d'Administration ; • le plan d'actionnariat salarié Link 2024 ; • le renouvellement du mandat de la Directrice Générale ; • les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale 2024 ; • la Section "Gouvernance" du rapport sur le Gouvernement d'entreprise (Chapitre 4 du projet de Document d'enregistrement universel 2023) ; • l'examen des mandats pris par le Président du Conseil et la Directrice Générale en cours.
Rémunérations	• les recommandations sur la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers attribués au Président et au Directeur Général ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société ; • les recommandations sur l'enveloppe et la répartition de la rémunération des Administrateurs ; • l'information de la politique de rémunération des membres du Comité Exécutif ; • les recommandations sur les actions de performance attribuées aux membres du Comité Exécutif.	• la rémunération des mandataires sociaux ; • le taux de réussite des plans d'Actions de Performance ; • l'attribution d'Actions de Performance à la Directrice Générale au titre de 2024 ; • le plan d'Actions de Performance 2024 et le nouveau plan d'Actions de Performance au titre de 2025 ; • l'information sur la rémunération des membres du Comex et la politique de rémunération des cadres dirigeants ; • les ratios d'équité ; • les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale 2024 ; • la Section "Rémunération" du rapport sur le Gouvernement d'entreprise (Chapitre 4 du projet de Document d'enregistrement universel 2023).

(1) Administrateur indépendant.

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable [ESRS 2 – GOV-2]

4 réunions

4 membres *(1 homme et 3 femmes)*

66% d'Administrateurs indépendants

85% de participation

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) est composé de quatre membres : Marie-Claire Daveu [(1)] (Présidente), Ross McInnes [(1)], Lucie Muniesa et Magali Viot.

La Directrice Générale assiste aux réunions du CEEDD.

Une fois par an, les membres du Comité se réunissent hors la présence du management.

Le Comité s'est réuni à quatre reprises au cours de l'année 2024, avec un taux moyen de participation de 85%.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2024

Objets	Missions	Activités
Éthique et conformité	• le suivi du bon niveau d'engagement du Groupe en matière d'éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale ; • l'examen des politiques, référentiels et chartes du Groupe dans ces domaines ; • la revue des risques identifiés en la matière et l'examen des éventuels manquements et des suites apportées.	• le rapport d'activité 2023 de la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* ; • l'examen des sujets éthique et *compliance* significatifs ; • le plan de communication *One ENGIE, One Ethics* ; • la déclaration relative à l'esclavage moderne (réglementation britannique) ; • la mise en place de la politique de *due diligence* Clients et la mise à jour de la politique de Vigilance Droits Humains.
ESG	• la fixation des objectifs extra-financiers et la veille relative à la prise en compte des différents enjeux extra-financiers (environnement, social et gouvernance) dans la stratégie du Groupe ; • l'examen des risques et opportunités liés au changement climatique et l'avis sur la trajectoire CO_2 (PAMT CO_2) ; • la validation de la politique de *reporting* de l'information extra-financière dans le cadre notamment de la Directive CSRD ; • l'examen et l'avis sur le compte-rendu de la mise en œuvre effective du plan de vigilance.	• la performance ESG du Groupe et le rapport des Commissaires aux comptes sur celle-ci ; • le bilan 2023 des objectifs ESG à horizon 2030 et les prévisions 2024-2026 ; • le PAMT CO_2 ; • la mise en œuvre de la directive CSRD : analyse de la double matérialité, examen des enjeux matériels ainsi que des impacts, risques et opportunités (IRO) associés, revue du projet de l'état de durabilité 2024 ; • la mise en place de la politique Anti-pollution ; • le *reporting* taxonomie ; • le projet de rapport intégré 2024 ; • la déclaration de performance extra-financière (Chapitre 3 du projet de Document d'enregistrement universel 2023).
Responsabilité sociale d'employeur	• l'examen des politiques en matière de ressources humaines et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants ; • l'examen des indicateurs santé-sécurité et les plans d'actions, et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants.	• le bilan annuel santé-sécurité 2023 ; • l'avancement du plan santé-sécurité ENGIE *One Safety* ; • la revue de chaque accident mortel ; • le risque prioritaire "Risque Ressources Humaines et Transformation" ; • les résultats de l'enquête annuelle d'engagement des collaborateurs *ENGIE&Me* ; • le bilan 2023 sur les objectifs de féminisation des instances dirigeantes ; • le bilan sur l'égalité professionnelle et salariale.

(1) Administrateur indépendant.

4.1.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses comités en 2024, ainsi que la contribution individuelle des Administrateurs, ont été menées sous la direction du CNRG avec l'assistance d'un consultant externe indépendant.

Il ressort de cette évaluation que les Administrateurs ont une perception globalement positive du fonctionnement et des travaux du Conseil et de ses comités. Les indicateurs quantitatifs montrent une perception largement positive, notamment en ce qui concerne la qualité des supports, la conduite des débats, le contenu des sessions d'information et le séminaire stratégique.

Le Conseil d'Administration a décidé de travailler sur les axes de progrès suivants pour 2025 :

- l'introduction aux agendas de sujets pour réflexion notamment en matière d'intelligence artificielle et de stockage d'énergie ;
- l'anticipation des questions de successions ;
- la mise en place d'interventions extérieures pour des sujets spécifiques, notamment en matière géopolitique ;
- poursuivre les opportunités d'échanges avec le Comex et les responsables clefs du Groupe.

4.1.2.6 Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2024

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	CIT	CNRG	CEEDD
Jean-Pierre Clamadieu	100%		100%		
Catherine MacGregor	100%				
Fabrice Brégier	100%			100%	
Marie-Claire Daveu	100%				100%
Michel Giannuzzi (1)	88%	100%		100%	
Ross McInnes	100%	100%	100%		100%
Marie-José Nadeau	89%	83%	83%	86%	
Lord Peter Ricketts of Shortlands (2)	100%			100%	
Céline Fornaro	83%	100%	83%	100%	
Patrice Durand	100%		100%		
Lucie Muniesa	89%				75%
Christophe Agogué	100%	100%			
Yoan Kosnar	100%		100%		
Magali Viot	100%				75%
Jacinthe Delage	100%			100%	
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	**97%**	**97%**	**95%**	**98%**	**85%**

(1) Depuis le 30 avril 2024.
(2) Jusqu'au 30 avril 2024.

4.1.2.7 Échanges avec les actionnaires

Le Président du Conseil échange régulièrement avec les actionnaires individuels lors de divers événements et rencontres, qu'ils soient physiques ou virtuels :

- dans le cadre de l'Assemblée Générale 2024 :
  - en amont, le Président a invité à une session d'échanges le Comité Consultatif des Actionnaires d'ENGIE, les représentants des actionnaires salariés ainsi que les principales associations et fédérations d'actionnaires individuels ;
  - lors de l'Assemblée Générale, le Président a ouvert deux séances de questions/réponses avec les actionnaires présents en salle et les internautes suivant l'évènement à distance. Depuis deux ans, un temps spécifique de questions est en effet consacré aux sujets de stratégie climatique ;
- au cours de l'année 2024, le Président a dialogué avec les actionnaires notamment lors des vœux qui leur étaient dédiés au siège d'ENGIE (et en ligne). Il est également allé à la rencontre des actionnaires belges à Bruxelles.

Le Président soutient également les initiatives d'ENGIE en faveur du dialogue actionnarial : les réunions d'actionnaires qui ont eu lieu à Lille, La Grande-Motte, Paris (dont la présence au salon Investir Day), les visites de sites, les rencontres avec les experts et les projets en faveur de la pédagogie financière.

Par ailleurs, chaque année, le Président échange avec les principaux investisseurs institutionnels et agences de conseils en vote, notamment dans le cadre de rencontres (*roadshows* gouvernance) menées en février et en mars.

4.1.3 Direction Générale

La Direction Générale de la Société est assumée depuis le 1er janvier 2021 par Catherine MacGregor. Son mandat de Directrice Générale viendra à échéance en même temps que son mandat d'Administrateur, soit à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera en 2025 sur les comptes clos au 31 décembre 2024. Le 24 septembre 2024, le Conseil d'administration a indiqué sa volonté de renouveler Catherine MacGregor dans ses fonctions de Directrice Générale, et a décidé de proposer à l'Assemblée générale du 24 avril 2025 la reconduction de son mandat d'Administratrice.

La Directrice Générale, investie des pouvoirs les plus étendus pour agir, en toutes circonstances, au nom de la Société, exerce ses fonctions dans la limite de l'objet social et sous réserve des pouvoirs que la loi attribue expressément aux Assemblées Générales d'actionnaires et au Conseil d'Administration. Les limitations apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Directrice Générale sont précisées dans le Règlement Intérieur (voir Section 4.1.2.2 "Mission du Conseil d'Administration").

La mise en œuvre de la stratégie d'ENGIE et le suivi opérationnel sont assurés par deux instances exécutives, le Comité Exécutif et le Comité de Direction Opérationnel.

En charge du pilotage du Groupe, le Comité Exécutif (Comex) réunit les Directeurs Généraux Adjoints sous la direction de la Directrice Générale. Il établit les décisions stratégiques selon les orientations définies par le Conseil d'Administration ; il élabore les perspectives d'ENGIE à long terme et s'assure de la réalisation des objectifs à court terme. Il prend les décisions importantes notamment d'investissement dans les limites des pouvoirs conférés à la Direction Générale, revoit la performance et suit le rythme de la transformation du Groupe.

Au 31 décembre 2024, le Comex était composé des 10 membres suivants :

- **Catherine MacGregor,** Directrice Générale ;
- **Paulo Almirante**, Directeur Général Adjoint en charge des activités Renouvelables, Gestion de l'Energie ;
- **Sébastien Arbola,** Directeur Général Adjoint en charge des activités *FlexGen & Retail*, également responsable des activités Hydrogène ;
- **Jean-Sébastien Blanc**, Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines et d'ENGIE HQ ;
- **Biljana Kaitovic**, Directrice Générale Adjointe en charge du Digital et des Technologies de l'Information ;
- **Frank Lacroix**, Directeur Général Adjoint en charge des activités *Energy Solutions* ;
- **Cécile Prévieu**, Directrice Générale Adjointe en charge des activités Infrastructures ;
- **Pierre-François Riolacci,** Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats ;
- **Thierry Saegeman**, Directeur Général Adjoint en charge de la Transformation et des Géographies, du nucléaire et de Tractebel ;
- **Claire Waysand**, Directrice Générale Adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication.

Les GBU ont été redéfinies à compter du 1er février 2025 (voir Section 1.1.3 "Organisation du Groupe"). À la date de publication du présent Document d'enregistrement universel, le Comex a évolué de la manière suivante :

- **Catherine MacGregor,** Directrice Générale ;
- **Paulo Almirante**, Directeur Général Adjoint en charge de la GBU *Renewable & Flex Power* ;
- **Sébastien Arbola,** Directeur Général Adjoint en charge des projets spéciaux ;
- **Jean-Sébastien Blanc**, Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines et d'ENGIE HQ ;
- **Biljana Kaitovic**, Directrice Générale Adjointe en charge de la data, du digital et de l'IT ;
- **Frank Lacroix**, Directeur Général Adjoint en charge de la GBU *Local Energy Infrastructures* ;
- **Edouard Neviaski**, Directeur Général Adjoint en charge de la GBU *Supply & Energy Management* ;
- **Cécile Prévieu**, Directrice Générale Adjointe en charge de la GBU *Networks* ;
- **Pierre-François Riolacci,** Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats ;
- **Thierry Saegeman**, Directeur Général Adjoint en charge de la Transformation et des Géographies, du nucléaire et de Tractebel ;
- **Claire Waysand**, Directrice Générale Adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & l'Innovation et de la Communication.

Le Comité de Direction Opérationnel, dénommé OPCOM, chargé des activités opérationnelles, réunit les Directeurs Généraux Adjoints, les Directeurs Généraux des entités, les Directeurs des *Global Business Units*, des régions et des principaux pays et les responsables des principales directions fonctionnelles.

Il est présidé par la Directrice Générale. L'OPCOM met en œuvre les décisions stratégiques d'ENGIE ; il a également la charge de porter la transformation du Groupe au plus près des géographies **[ESRS 2 - GOV-1].**

Politique de mixité femmes/hommes au sein des instances dirigeantes

Conformément à l'article L. 22-10-10-2° du Code de commerce, le rapport sur le gouvernement d'entreprise comprend "des informations sur la manière dont la société recherche une représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du comité mis en place, le cas échéant, par la direction générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales et sur les résultats en matière de mixité dans les 10 % de postes à plus forte responsabilité. Si la société n'applique pas une telle politique, le rapport comprend une explication des raisons le justifiant".

Le *"comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales"* correspond au Comex.

S'agissant des 10% de postes à plus forte responsabilité, le périmètre évoqué par le Code de commerce est celui de la Société, soit ENGIE. Au regard de l'organisation du Groupe, de sa structure intégrée et de son positionnement dans une trentaine de pays pour un total d'environ 98 000 collaborateurs, il semble plus pertinent de considérer le Groupe dans son ensemble au regard de l'esprit de la loi. ENGIE considère que le périmètre pertinent à retenir pour les 10% de postes à plus forte responsabilité est celui de l'OPCOM.

Le Comex comptait, au 31 décembre 2024, 10 membres, dont quatre femmes (40%) et cinq nationalités. Sur proposition de la Direction Générale, le Conseil d'Administration a fixé pour objectif que le Comex comprenne au moins 40% de femmes et au moins 40% d'hommes à horizon 2025.

Au 1er janvier 2025, l'OPCOM est composé de 58 membres, dont 22 femmes (38%, soit une progression de plus de cinq points en un an). Il réunit 15 nationalités.

Depuis plusieurs années, la politique du Groupe en matière de nomination consiste à renforcer la mixité. Le Groupe veille à développer des viviers de talents mixtes, composés de cadres dirigeants et de hauts potentiels, participant ainsi à la féminisation des deux instances susmentionnées à savoir le Comex et l'OPCOM. Ainsi pour les postes clés du Groupe, la décision finale de nomination est prise à partir d'une liste de candidats comprenant des hommes et des femmes. La plupart des nominations proviennent de ce vivier composé d'environ 690 personnes, dont 44,6% de femmes (une progression de quatre points en un an).

Ces actions ont pour objectif de permettre de faire évoluer les parcours de carrière et des talents aux profils divers pour disposer à terme d'organes de gouvernance incarnant pleinement la politique de diversité du Groupe.

4.2 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX ET DES MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF

La rémunération des mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG. Elle fait l'objet d'une présentation et de votes contraignants lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires conformément aux articles L. 22-10-8, L. 22-10-9 et L. 22-10-34 du Code de commerce.

4.2.1 Rémunérations des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2024 *(say on pay ex-post)*

Conformément à l'article 10.6 du Code Afep-Medef, le Président du Conseil d'Administration, ayant la qualité d'Administrateur indépendant, ne perçoit pas de rémunération variable liée à la performance de la Société.

La rémunération des autres dirigeants mandataires sociaux comprend en règle générale :

- une part fixe : ce montant fixe demeure inchangé pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats ; et
- une part incitative à long terme soumise à des conditions de performance.

Des critères de performance exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et maintiennent un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long terme, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

4.2.1.1 Rémunération du Président du Conseil d'Administration

La structure de la rémunération 2024 du Président du Conseil d'Administration est conforme à la politique de rémunération exposée à la Section 4.2.3.1 du Document d'enregistrement universel 2023 et préalablement approuvée par l'Assemblée Générale des actionnaires du 30 avril 2024.

Au titre de son mandat de Président du Conseil, Jean-Pierre Clamadieu a perçu une rémunération forfaitaire fixe annuelle. Il ne perçoit pas de rémunération variable, ni de rémunération en raison de sa participation aux travaux du Conseil et de ses comités. Il a bénéficié d'une couverture prévoyance et d'une couverture des frais de santé et a, par ailleurs, bénéficié à titre d'avantage en nature d'un véhicule de fonction.

Rémunération annuelle fixe au titre de 2024

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, a perçu une rémunération de 450 000 euros.

Rémunération variable 2024

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions, conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de rémunération variable annuelle.

Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, ne s'est vu attribuer aucune Action de Performance (AP) au titre de 2024, conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de dispositif d'intéressement à long terme.

Régime de retraite

Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions de Président du Conseil d'Administration.

Prévoyance et frais de santé

Jean-Pierre Clamadieu bénéficie de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France (voir Section 4.5).

Rémunération à raison du mandat d'Administrateur

Jean-Pierre Clamadieu, en tant qu'Administrateur, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Aucun contrat de travail n'est conclu entre Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration et la Société ou une société du Groupe. Il n'est pas prévu d'indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence.

Avantage en nature

Jean-Pierre Clamadieu a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.2.1.2 Rémunération de la Directrice Générale

La structure de la rémunération 2024 de la Directrice Générale est conforme à la politique de rémunération exposée à la Section 4.2.3 du Document d'enregistrement universel 2023, approuvée par l'Assemblée Générale du 30 avril 2024.

Elle est composée d'une rémunération forfaitaire fixe annuelle, d'une rémunération variable annuelle et d'un dispositif d'intéressement long terme (sous forme d'attribution d'Actions de Performance). Elle bénéficie de régimes de prévoyance et de retraite et, par ailleurs, bénéficie à titre d'avantage en nature d'un véhicule de fonction.

DÉTAIL DE LA RÉMUNÉRATION DE LA DIRECTRICE GÉNÉRALE

FIXE ANNUEL
(NUMÉRAIRE)

1 M€

VARIABLE ANNUEL
(NUMÉRAIRE)

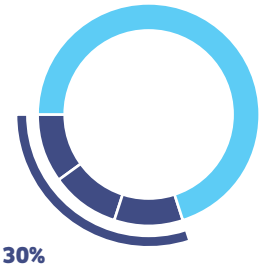
CRITÈRES FINANCIERS
65%
Taux de réussite : 139,2%

- **25%** *Free cash flow* — Taux de réussite : 140%
- **25%** EBIT — Taux de réussite : 136,6%
- **25%** Résultat net récurent Part du Groupe — Taux de réussite : 140%
- **25%** Dette nette économique — Taux de réussite : 140%



CRITÈRES EXTRA-FINANCIERS
35%
Taux de réussite : 116,5%

- **70%** Objectifs stratégiques et opérationnels — Taux de réussite : 120%



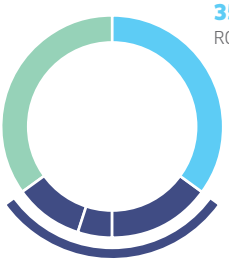
30%
Critères ESG :

- Amélioration de la performance sécurité (10%) — Taux de réussite : 100%
- Émissions de GES [1] liées à la production d'énergie (10%) — Taux de réussite : 140%
- Taux de féminisation des cadres recrutés (10%) — Taux de réussite : 85%

INCITATION LONG TERME
(ACTIONS DE PERFORMANCE)

ACTIONS DE PERFORMANCE ACQUISES EN 2027

- **35%** Évolution du "Total Shareholder Return" (TSR) sur 3 ans vs indice Eurostoxx Utilities
- **35%** ROACE



30%
Critères ESG à fin 2026 [2] :

- Émissions de GES liées à la production d'énergie et à l'usage des produits vendus (ventes de gaz) (15%)
- Capacités renouvelables installées (5%)
- Part des femmes parmi les cadres du Groupe (10%)

Montant à verser au titre de 2024 : 1 312 000 €
Montant maximum : 140% du fixe annuel

Actions de performance attribuées au titre de 2024 : 120 000 actions valorisées à 1 364 400 € à l'attribution
Nombre maximum : 144 000 actions de performance

(1) Gaz à effet de serre.
(2) En ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030.

Rémunération annuelle fixe au titre de 2024

La rémunération annuelle fixe de Catherine MacGregor, Directrice Générale, s'est élevée à 1 000 000 euros.

Rémunération variable 2024 [ESRS 2 – GOV-3]

La structure de la rémunération variable annuelle cible de la Directrice Générale au titre de 2024 versée en 2025 est demeurée inchangée. Le montant cible de rémunération variable s'élève à 1 000 000 euros correspondant à 100% de sa rémunération fixe pour un taux d'atteinte de 100% des objectifs ; cette rémunération variable est plafonnée à 1 400 000 euros soit 140% de la rémunération annuelle fixe. La rémunération variable est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%).

Pour la partie financière, les critères retenus sont le RNRpg (25%), l'EBIT (25%), le *free cash-flow* (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2024 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 21 février 2024.

Pour la partie extra-financière, figurent :

- les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe (70%) : la poursuite du déploiement de ENGIE One Safety (plan sur la santé-sécurité), le développement de solutions digitales prioritaires pour le business, le développement des talents, la finalisation du projet relatif aux activités nucléaires en Belgique ;
- les critères Environnement, Social et Gouvernance (ESG) quantifiables (30%) :
  - l'amélioration de la performance sécurité par rapport à 2023 (10%),
  - les émissions de GES liées à la production d'énergie (10%),
  - le taux de féminisation de 37% des cadres recrutés (10%).

Lors de sa séance du 26 février 2025, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG, constaté les taux de réussite figurant dans le tableau ci-après. Le versement de la rémunération variable au titre de l'exercice 2024 est conditionné à l'approbation de l'Assemblée Générale qui se tiendra le 24 avril 2025.

	Pondération	Taux de versement	Appréciation du Conseil
PERFORMANCE FINANCIÈRE COMPOSÉE COMME SUIT, SUR LA BASE DE CRITÈRES QUANTIFIABLES :			Pesant pour 65% de la rémunération variable annuelle
RNRpg	25%	140%	Le Conseil d'Administration a constaté que les objectifs ont été dépassés : • le RNRpg ressort à 5 531 M€, supérieur à l'objectif 2024 de 4 641 M€, le plafond de 140% est atteint ; • l'EBIT ressort à 10 341 M€, supérieur à l'objectif 2024 de 9 473 M€, le taux d'atteinte est de 136,6% ; • le FCF ressort à 10 381 M€, supérieur à l'objectif 2024 de 7 857 M€, le plafond de 140% est atteint ; • la dette nette économique ressort à 47 874 M€ ; l'objectif 2024 était de 51 899 M€, le plafond de 140% est atteint.
EBIT	25%	136,6%	
FCF	25%	140%	
Dette nette économique	25%	140%	
Sous-total (base 100%)	**100%**	**139,2%**	**Pouvant aller de 0% à 140%**
PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE COMPOSÉE COMME SUIT, SUR LA BASE DE CRITÈRES QUALITATIFS ET QUANTIFIABLES :			Pesant pour 35% de la rémunération variable annuelle
Objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe (Critères qualitatifs) • Poursuite du déploiement de ENGIE One Safety (plan sur la santé-sécurité) • Développement de solutions digitales prioritaires pour le business • Développement des talents • Finalisation du projet relatif aux activités nucléaires en Belgique	70%	120%	Le Conseil d'Administration a évalué l'atteinte à 120%, considérant que les objectifs avaient été dépassés. Les éléments suivants ont notamment été considérés : • le déploiement du programme One Safety s'est poursuivi en 2024 et des résultats positifs ont été obtenus. Ces résultats sont d'ordre opérationnel, avec une diminution du taux de fréquence et du taux de mortalité par rapport à 2023, et d'ordre culturel ; • la contribution du digital à la performance business a été notable ; • ENGIE a validé et déployé sa nouvelle politique *People Development Strategy* visant l'identification du potentiel de ses collaborateurs et l'accélération de leurs parcours de carrière ; • le projet relatif aux activités nucléaires en Belgique est en cours de finalisation.
Critères ESG (Critères quantifiables) • Amélioration de la performance sécurité par rapport à 2023 (10%) • Émissions de GES liées à la production d'énergie (10%) • Taux de féminisation de 37% des cadres recrutés (10%)	30%	108,3%	Sur la performance sécurité, appréciée à l'aune d'un ensemble d'indicateurs (taux de fréquence, nombre d'accidents mortels, taux de mortalité), le Conseil d'Administration a retenu un taux d'atteinte de 100%. Les objectifs sur le climat et la diversité sont des objectifs quantitatifs. Sur le climat, le groupe a émis 48,3 Mt CO_2 pour un objectif de 55,6 Mt CO_2 ; le taux d'atteinte est de 140%. S'agissant de l'indicateur diversité, parmi les cadres recrutés en 2024, 36,7% sont des femmes, l'objectif étant de 37% ; le taux d'atteinte est de 85%.
Sous-total (base 100%)	**100%**	**116,5%**	**Pouvant aller de 0% à 140%**
TOTAL PART VARIABLE AU TITRE DE 2024	**100%**	**131,2%**	
TOTAL À VERSER *(EN EUROS)*	**100%**	**1 312 000 €**	**SOIT L'ÉQUIVALENT DE 131,2% DE LA RÉMUNÉRATION FIXE DE RÉFÉRENCE DE 1 000 000 €**

Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)

Le CNRG, suivant les recommandations du Code Afep-Medef qui visent à inscrire l'action des dirigeants dans la durée, a recommandé au Conseil d'Administration que les dirigeants mandataires sociaux exécutifs bénéficient de rémunérations ayant un caractère incitatif à long terme, à condition qu'elles soient raisonnables et subordonnées à des conditions de performance strictes et comparables à celles des autres bénéficiaires.

Le Conseil d'Administration du 14 février 2021 a décidé que cette part ne pourra, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale (rémunération fixe, variable et Actions de Performance) de la Directrice Générale.

L'attribution à la Directrice Générale, à compter de 2022, d'Actions de Performance (AP) en lieu et place des Unités de Performance dont elle bénéficiait précédemment, a permis ainsi de mener à son terme l'alignement de la part incitative à long terme de la Directrice Générale avec celle des membres du Comex, cadres dirigeants et autres collaborateurs bénéficiaires d'Actions de Performance. Le volume de l'attribution à la cible est resté inchangé (120 000 AP en lieu et place des 120 000 UP).

Attribution 2024

Sur recommandation du CNRG, le Conseil d'Administration du 30 avril 2024 a attribué à la Directrice Générale, conformément à la délégation donnée par l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024 aux termes de sa 28e résolution, 120 000 AP à la cible, pouvant aller jusqu'à 120% en cas de surperformance. Les AP attribuées au titre de 2024 ont été valorisées à 11,37 euros l'action à la date d'attribution selon la norme IFRS 2, soit un montant total de 1 364 400 euros.

Régimes de retraite

Catherine MacGregor, Directrice Générale, bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82 du Code général des impôts) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe.

La Directrice Générale bénéficie également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe. Le montant de la cotisation au titre de 2024 s'élève à 29 676 euros.

Prévoyance et frais de santé

La Directrice Générale bénéficie de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Rémunération à raison du mandat d'Administrateur

Catherine MacGregor, en tant qu'Administratrice, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Aucun contrat de travail n'est conclu entre Catherine MacGregor, Directrice Générale, et la Société ou une société du Groupe.

En cas de départ du Groupe, la Directrice Générale sera tenue par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en 12 mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ de la Directrice Générale, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave de la Directrice Générale et quelle que soit la forme que revêt ce départ, la Directrice Générale bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

S'agissant des actions de performance non encore acquises, en cas de rupture du mandat social :

- pour cause de retraite, invalidité, décès, les droits en cours d'acquisition seront maintenus ;
- pour toute autre cause de départ, le principe sera la perte de l'intégralité des droits en cours d'acquisition, sauf décision contraire du Conseil d'administration. Cette possibilité est conforme à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef selon lequel "le conseil peut prévoir lors de leur attribution une stipulation l'autorisant à statuer sur le maintien ou non des plans de rémunérations de long terme non encore acquis, des options non encore levées ou des actions non encore acquises au moment du départ du bénéficiaire".

L'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef sont applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

En application de l'article 25.4 du Code Afep-Medef, le versement de l'indemnité de non-concurrence sera exclu si la Directrice Générale fait valoir ses droits à la retraite ou au-delà de 65 ans.

Avantage en nature

Catherine MacGregor bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.2.1.3 Synthèse des rémunérations des dirigeants mandataires sociaux pour 2024

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DE CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

	2024		2023	
En euros	Montants attribués au titre de 2024	Montants versés en 2024	Montants attribués au titre de 2023	Montants versés en 2023
Jean-Pierre Clamadieu *Président*				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
Rémunération variable	0	0	0	0
Abondement dédié à la retraite	0	0	0	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération d'Administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	3 487	3 487	3 652	3 652
TOTAL	**453 487**	**453 487**	**453 652**	**453 652**

	2024		2023	
En euros	Montants attribués au titre de 2024	Montants versés en 2024	Montants attribués au titre de 2023	Montants versés en 2023
Catherine MacGregor *Directrice Générale*				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable	1 312 000	1 305 000	1 305 000	1 136 000
Abondement dédié à la retraite	578 000	576 250	576 250	534 000
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération variable pluriannuelle au titre des Unités de Performance attribuées en 2021 (voir détails Tableau 10)	0	1 775 364		
Rémunération d'Administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	6 192	6 192	6 192	6 192
TOTAL	**2 896 192**	**4 662 806**	**2 887 442**	**2 676 192**

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES À CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

En euros	2024	2023
Jean-Pierre Clamadieu *Président*		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	453 487	453 652
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	**453 487**	**453 652**

En euros	2024	2023
Catherine MacGregor *Directrice Générale*		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 896 192	2 887 442
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	1 364 400 (1)	1 189 200 (1)
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	**4 260 592**	**4 076 642**

(1) Les Actions de Performance attribuées au titre de 2024 ont été valorisées à 11,37 euros l'action selon la norme IFRS 2, soit un montant total de 1 364 400 euros.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS VARIABLES PLURIANNUELLES (AUTRES QUE LES ACTIONS DE PERFORMANCE) DE CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL EXÉCUTIF

	2021	2022 à 2024
Jean-Pierre Clamadieu *Président*	Néant	Néant
Rémunération variable pluriannuelle		

	2021	2022 à 2024
Catherine MacGregor *Directrice Générale*		
Rémunération variable pluriannuelle sous la forme d'unités de performance		
Date d'attribution	14 mars 2021	
Nombre	120 000 UP	
Conditions de performance	Critères de performance financière, pour une pondération de 80% : • croissance du résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) sur deux ans par rapport à un panel de référence [1] (25%) ; • évolution du *Total Shareholder Return* (TSR) (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à ce même panel (25%) ; • retour sur capitaux employés (ROCE, renommé ROACE) (30%). Critères de performance extra-financière, pour une pondération de 20% : • réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%) ; • augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) ; • augmentation de la proportion de femmes dans le statut cadre (5%).	Néant
Fin de la période d'acquisition	14 mars 2024	
Taux d'atteinte	114% capé à 100% soit 120 000 UP acquises	
Fin de la période d'exercice des UP	14 mars 2027	
Date d'exercice des UP	5 août 2024	
Montant résultant de l'exercice des UP	1 775 364 € (les deux tiers du produit de l'exercice des UP nets d'impôt et de prélèvements sociaux ont été réinvestis en actions ENGIE)	

(1) EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, SNAM, RWE.

Il est rappelé qu'au titre de l'exercice 2021, Catherine MacGregor s'était vu consentir 120 000 unités de performance (UP) dont l'acquisition définitive était fixée au 15 mars 2024 sous réserve de sa présence le 14 mars 2024 et de la réalisation de conditions de performance financières et extra-financières quantifiables. Lors de sa séance du 21 février 2024, le Conseil d'Administration a constaté que le taux de réussite des conditions de performance assortissant celles-ci s'élevait à 114%, capé à 100%, soit 120 000 UP.

Les critères de performance financière, pour une pondération de 80%, étaient de trois types :

- croissance du résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) sur deux ans par rapport à un panel de référence [1] (25%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- évolution du TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à ce même panel (25%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- retour sur capitaux employés (ROCE, renommé ROACE) (30%) : le taux de réussite a été constaté à 120%.

Les critères de performance extra-financière, pour une pondération de 20%, étaient de trois types. Les objectifs cibles étaient ceux à fin 2023 prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030 :

- réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) : le taux de réussite a été constaté à 0% ;
- augmentation de la proportion de femmes dans le statut cadre (5%) : le taux de réussite a été constaté à 120%.

Le Conseil d'Administration a constaté que le taux global de réussite était de 114%, il était plafonné à 100%.

Catherine MacGregor disposait d'un délai de trois ans, jusqu'au 14 mars 2027, pour exercer les UP. En cas d'exercice, elle devait réinvestir, en actions ENGIE, deux tiers du produit de l'exercice des UP nets d'impôt et de prélèvements sociaux, jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention d'actions ENGIE, soit l'équivalent de deux années de rémunération fixe. Catherine MacGregor a exercé les UP le 5 août 2024 pour une valorisation de 1 775 364 euros ; les deux tiers du produit de l'exercice des UP nets d'impôt et de prélèvements sociaux ont été réinvestis en actions ENGIE ; elle a acquis 36 000 titres dans ce cadre.

(1) EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, SNAM, RWE.

Tableau récapitulatif des contrats de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence

TABLEAU 11 – POSITION-RECOMMANDATION AMF – DOC-2021-02 (ANNEXE 2)

	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Pierre Clamadieu *Président*	Non	Non	Non	Non
Catherine MacGregor *Directrice Générale*	Non	Oui (voir Section 4.2.1.2)	Oui (voir Section 4.2.1.2)	Oui (voir Section 4.2.1.2)

4.2.1.4 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2024 ou attribués au titre du même exercice à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis au vote des actionnaires (*ex-post*)

Conformément à l'article L. 22-10-34 II du Code de commerce, l'Assemblée Générale du 24 avril 2025 statuera sur les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2024 ou attribués au titre de l'exercice 2024 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration et à Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Les éléments de rémunération variables ou exceptionnels attribués au titre de l'exercice 2024 ne peuvent être versés qu'après approbation par l'Assemblée Générale.

4.2.1.4.1 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2024 ou attribués au titre de l'exercice 2024 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2024	Montants attribués au titre de l'exercice 2024	Commentaires
Rémunération fixe	450 000 €	450 000 €	La rémunération annuelle fixe de Jean-Pierre Clamadieu s'élève à 450 000 €.
Rémunération variable annuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable annuelle.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne perçoit pas de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune attribution de stock-option, d'Action de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonction.
Régime de retraite supplémentaire	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire.
Avantages de toute nature	3 487 €	3 487 €	Jean-Pierre Clamadieu a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.2.1.4.2 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2024 ou attribués au titre de l'exercice 2024 à Catherine MacGregor, Directrice Générale

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2024	Montants attribués au titre de l'exercice 2024	Commentaires
Rémunération fixe	1 000 000 €	1 000 000 €	La rémunération fixe de Catherine MacGregor a été fixée à 1 000 000 €.

Rémunération variable annuelle	1 305 000 €	1 312 000 €	La rémunération variable annuelle cible à verser en 2025 au titre de 2024 s'élève à 100% de la rémunération fixe (1 000 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 140% de la rémunération fixe (1 400 000 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés.
			Elle est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%).
			Pour la **partie financière,** les critères retenus sont le RNRpg (25%), l'EBIT (25%), le *free cash-flow* (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2024 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 21 février 2024.
			Pour la **partie extra-financière**, figurent :
			• les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe (70%) : la poursuite du déploiement de ENGIE One Safety (plan sur la santé-sécurité), le développement de solutions digitales prioritaires pour le business, le développement des talents, la finalisation du projet relatif aux activités nucléaires en Belgique ;
			• des critères ESG quantifiables ayant trait à :
			  • la poursuite de l'amélioration de la performance sécurité (10%),
			  • les émissions de GES liées à la production d'énergie (10%),
			  • le taux de féminisation de 37% des cadres recrutés (10%).
			Lors de sa séance du 26 février 2025, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG :
			• constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 139,2% (décomposé comme suit : RNRpg : 140% ; EBIT : 136,6% ; *free cash-flow* : 140% ; dette nette économique : 140%) ;
			• établi le taux de réussite des critères extra-financiers à 116,5% (décomposé comme suit : objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe : 120% ; amélioration de la performance sécurité : 100% ; émissions de GES liées à la production d'énergie : 140% ; taux de féminisation de 37% des cadres recrutés : 85%).
			Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 131,2%, soit un montant de 1 312 000 euros. Ce montant de part variable au titre de 2024 ne sera versé à Catherine MacGregor que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

Rémunération variable pluriannuelle	1 775 364 €	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération variable pluriannuelle au titre de 2024. Le plan d'Unités de Performance attribué en 2021 est arrivé à échéance donnant lieu à l'exercice des unités et au versement d'un montant de 1 775 364 euros (voir Tableau récapitulatif des rémunérations variables pluriannuelles (autres que les actions de performance) de chaque dirigeant mandataire social exécutif).
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a pas perçu de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Valorisation : 1 364 400 €	Catherine MacGregor a bénéficié, au titre de 2024, de l'attribution de 120 000 Actions de Performance à la cible pouvant aller jusqu'à 120% en cas de surperformance (voir note sur cette valorisation théorique à la Section 4.2.1.3), soit 0,005% du capital social au 30 avril 2024.

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2024	Montants attribués au titre de l'exercice 2024	Commentaires
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	En cas de départ du Groupe, l'ancienne Directrice Générale sera tenue par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en 12 mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ de la Directrice Générale, renoncer à l'application de cette clause. En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave de la Directrice Générale, et quelle que soit la forme que revêt ce départ, la Directrice Générale bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne. S'agissant des actions de performance non encore acquises, en cas de rupture du mandat social : • pour cause de retraite, invalidité, décès, les droits en cours d'acquisition seront maintenus ; • pour toute autre cause de départ, le principe sera la perte de l'intégralité des droits en cours d'acquisition, sauf décision contraire du Conseil d'Administration. Cette possibilité est conforme à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef selon lequel "le conseil peut prévoir lors de leur attribution une stipulation l'autorisant à statuer sur le maintien ou non des plans de rémunérations de long terme non encore acquis, des options non encore levées ou des actions non encore acquises au moment du départ du bénéficiaire". L'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef est applicable à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.
Régimes de retraite supplémentaire	576 250 €	578 000 €	La Directrice Générale bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82 du Code général des impôts) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. Au titre de 2024, cet abondement s'élève à 578 000 euros et sera versé en 2025 sous réserve du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.
Avantages de toute nature	6 192 €	6 192 €	Catherine MacGregor a bénéficié d'un véhicule de fonction.

Il est par ailleurs rappelé qu'au titre de l'exercice 2022, Catherine MacGregor a bénéficié de l'attribution de 120 000 Actions de Performance (AP) dont l'acquisition définitive était fixée au 15 mars 2025, sous réserve de sa présence le 14 mars 2025 et de la réalisation de conditions de performance financières et extra-financières quantifiables. Lors de sa séance du 26 février 2025, le Conseil d'Administration a constaté que le taux de réussite des conditions de performance assortissant celles-ci s'élève à 90%, soit 108 000 AP.

Les critères de performance financière, pour une pondération de 80%, étaient de trois types :

- croissance du résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) sur deux ans par rapport à un panel de référence [(1)] (25%) : le taux de réussite a été constaté à 0% ;
- évolution du "Total Shareholder Return" (TSR) (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à ce même panel (25%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- retour sur capitaux employés (ROCE, renommé ROACE) (30%) : le taux de réussite a été constaté à 120%.

Les critères de performance extra-financière, pour une pondération de 20%, étaient de trois types. Les objectifs cibles étaient ceux à fin 2024 prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030 :

- réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- augmentation de la proportion de femmes dans le statut cadre (5%) : le taux de réussite a été constaté à 120%.

Les Actions de Performance acquises sont assorties d'une période de conservation d'un an, soit jusqu'au 14 mars 2026 inclus.

4.2.1.5 Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations

Les calculs de ratios d'équité ont été réalisés en prenant en compte les lignes directrices publiées par l'Afep en février 2021. Ils sont effectués par fonction : Président et Directeur Général.

Calcul du numérateur : la rémunération considérée pour chaque mandataire social comprend la rémunération fixe versée en N, le variable versé en N au titre de N-1, les primes et avantages en nature divers à l'exclusion des primes d'indemnité de rupture, les Actions de Performance et Unités de Performance attribuées en N en valorisation IFRS, à l'exclusion des éléments relatifs aux retraites d'entreprise.

Calcul du dénominateur : la société mère ENGIE SA n'est pas représentative tant des effectifs que de l'activité du Groupe. Le dénominateur est donc la rémunération moyenne au périmètre France des salariés (rémunération fixe + éléments variables) CDI+CDD dénombrés en Équivalent Temps Plein hors alternants. Avant 2021, avaient été exclues deux entités ayant fait l'objet de cessions : GNL et E&P. En 2022, une modification de périmètre importante était à noter, EQUANS n'étant pas inclus dans les données présentées pour 2022.

La rémunération moyenne a été calculée à partir des données agrégées du *Reporting* Social Groupe ; s'agissant d'un Groupe constitué de plusieurs sociétés ayant des systèmes de paye différents, la rémunération médiane n'est pas calculable en l'absence d'une base de données unique recensant les données individuelles de rémunération.

Pour le Groupe, le ratio d'équité pertinent est celui comparant la rémunération totale du Président et celle du Directeur Général à la rémunération moyenne de l'ensemble des salariés en France.

(1) EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, SNAM, RWE.

Multiples de rémunération pour la fonction de Président

TABLEAU DES RATIOS AU TITRE DU I. 6° ET 7° DE L'ARTICLE L. 22-10-9 DU CODE DE COMMERCE [1]

En euros	2020	2021	2022[2]	2023	2024
Rémunération de la **Fonction Président :**	450 000	450 000	451 826	453 652	453 487
Évolution par rapport à l'exercice précédent	4%	0%	0,4%	0,4%	0,0%
INFORMATIONS SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA SOCIÉTÉ COTÉE – NON REPRÉSENTATIVE AU SENS DE L'ACTIVITÉ ET DU NOMBRE DE SALARIÉS					
Rémunération moyenne des salariés	76 791	77 142	80 849	89 842	88 414
Évolution par rapport à l'exercice précédent	4%	0%	5%	11%	-2%
Rémunération médiane des salariés	72 571	66 967	67 673	68 068	67 235
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES SUR LE PÉRIMÈTRE ÉLARGI FRANCE [2]					
Rémunération moyenne des salariés	46 870	48 278	56 997	61 009	61 182
Évolution par rapport à l'exercice précédent	1%	3%	18%	7%	0%
Rémunération médiane des salariés					
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	9,6	9,3	7,9	7,4	7,4
Évolution par rapport à l'exercice précédent	3%	-3%	-15%	-6%	0%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés					
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-		
PERFORMANCE DE LA SOCIÉTÉ					
EBIT [3]	-16%	47%	43%	11,5%	3,3%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-214%	194%	-9%	-73%	-71%
ROACE [4]	5,45%	8,90%	12,60%	11,60%	11,00%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-11%	63%	42%	-8%	-5%
RNRpg *(en milliards d'euros)*	1,70	3,20	5,22	5,37	5,53
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-31%	85%	65%	3%	3%

(1) En référence aux lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021.
(2) Les données 2022 sur les rémunérations et la performance de la société sont hors EQUANS.
(3) Anciennement "COI" (Current Operating Income) : indicateur renommé "EBIT" sans changement de la méthodologie de calcul.
(4) Anciennement "ROCE" : indicateur renommé "ROACE" sans changement de la méthodologie de calcul.

Multiples de rémunération pour la fonction de Directeur Général

TABLEAU DES RATIOS AU TITRE DU I. 6° ET 7° DE L'ARTICLE L. 22-10-9 DU CODE DE COMMERCE [1]

Exercice N-1	2020	2021	2022 [2]	2023	2024
Rémunération de la **Fonction DG :** Catherine MacGregor a été nommée le 1er janvier 2021. En 2020, Claire Waysand a assuré la Direction Générale par intérim.	1 287 669	2 608 350	3 169 992	3 331 392	3 675 592
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-50%	103%	22%	5%	10%
INFORMATIONS SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA SOCIÉTÉ COTÉE – NON REPRÉSENTATIVE AU SENS DE L'ACTIVITÉ ET DU NOMBRE DE SALARIÉS					
Rémunération moyenne des salariés	76 791	77 142	80 849	89 842	88 414
Évolution par rapport à l'exercice précédent	4%	0%	5%	11%	-2%
Rémunération médiane des salariés	72 571	66 967	67 673	68 068	67 235
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES SUR LE PÉRIMÈTRE ÉLARGI FRANCE					
Rémunération moyenne des salariés	46 870	48 278	56 997	61 009	61 182
Évolution par rapport à l'exercice précédent	1%	3%	18%	7%	0%
Rémunération médiane des salariés					
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	27,5	54,0	55,6	54,6	60,1
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-51%	97%	3%	-2%	10%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés					
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
PERFORMANCE DE LA SOCIÉTÉ					
EBIT [3]	-16%	47%	43%	11,5%	3,3%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-214%	194%	-9%	-73%	-71%
ROACE [4]	5,45%	8,90%	12,60%	11,60%	11,00%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-11%	63%	42%	-8%	-5%
RNRpg *(en milliards d'euros)*	1,70	3,20	5,22	5,37	5,53
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-31%	85%	65%	3%	3%

(1) En référence aux lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021.
(2) Les données 2022 sur les rémunérations et la performance de la société sont hors EQUANS.
(3) Anciennement "COI" (Current Operating Income) : indicateur renommé "EBIT" sans changement de la méthodologie de calcul.
(4) Anciennement "ROCE" : indicateur renommé "ROACE" sans changement de la méthodologie de calcul.

Remarque : conformément aux lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021, les rémunérations variables pluriannuelles comme les Unités de Performance sont valorisées et prises en compte dans le calcul du ratio d'équité l'année de l'attribution (valorisation IFRS).

4.2.2 Rémunération des Administrateurs au titre de l'exercice 2024

Les rémunérations des Administrateurs ci-dessous seront soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale qui se tiendra le 24 avril 2025, conformément à l'article L. 22-10-9 du Code de commerce.

Pour rappel, sur proposition du Conseil d'Administration, l'Assemblée Générale fixe le montant global de l'enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs, soit 1,6 million d'euros approuvé par l'Assemblée Générale d'avril 2024, à répartir par le Conseil entre ses membres.

Il est aussi rappelé que le Président du Conseil d'Administration et la Directrice Générale ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur mandat d'Administrateur.

Les règles de répartition appliquées sont celles approuvées par l'Assemblée Générale du 26 avril 2023 et sont présentées ci-après.

Administrateur		Part fixe	16 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	60 500 euros [1], si 100% de présence
Comité d'Audit	Président	Part fixe	16 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	48 400 euros [1], si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros [1], si 100% de présence
CIT	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	30 520 euros [1], si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 euros [1], si 100% de présence
CEEDD	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros [1], si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 euros [1], si 100% de présence
CNRG	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros [1], si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 euros [1], si 100% de présence

(1) Part variable augmentée de 25% pour les non-résidents européens et de 50% pour les non-résidents non européens, en cas de participation physique aux réunions.

4.2.2.1 Rémunération des Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Il a été attribué, au titre de l'exercice 2024, aux mandataires sociaux non dirigeants les rémunérations figurant au tableau ci-après, étant précisé que, sauf autre indication, aucune autre rémunération ne leur a été attribuée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre dudit exercice.

En euros	**Exercice 2024 [1]**	**Exercice 2023 [1]**
Fabrice Brégier	100 650 [2]	98 381 [2]
Marie-Claire Daveu	112 200 [2]	106 425 [2]
Patrice Durand [3]	85 553 [2][4]	85 553 [2][4]
Michel Giannuzzi [5]	95 036 [2][4]	-
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière [3]	-	21 307 [2][4]
Françoise Malrieu	-	51 290 [2]
Ross McInnes	189 200 [2]	174 861 [2]
Lucie Muniesa [3]	75 982 [2][4]	47 451 [2][4]
Marie-José Nadeau	203 867 [6]	240 706 [6]
Lord Peter Ricketts of Shortlands [7]	32 553 [6]	111 630 [6]
TOTAL	**895 041**	**937 604**

(1) La rémunération des Administrateurs due au titre d'un exercice est versée au cours de l'exercice concerné.
(2) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux.
(3) Administrateur du secteur privé nommé par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État.
(4) Nomination proposée par l'État, à ce titre ces Administrateurs ne perçoivent que 85% de la rémunération. Les 15% restant sont versés à l'État.
(5) Élu à l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 – rémunéré au prorata temporis.
(6) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe la rémunération des Administrateurs résidant hors de France.
(7) Fin de mandat à l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 - rémunéré au prorata temporis.

4.2.2.2 Rémunération de l'Administrateur représentant l'État et des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

L'Administratrice représentante de l'État, Céline Fornaro, en sa qualité d'agent public, n'a perçu, personnellement, aucune rémunération de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de son mandat en 2024, conformément à l'article 5 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique. La rémunération qui est attribuée au titre de son mandat s'élève à 150 975 euros et a été directement versée au budget de l'État.

Les Administrateurs du secteur privé, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à savoir Patrice Durand et Lucie Muniesa, ont perçu 85% du montant de leurs rémunérations dues à raison de leurs mandats d'Administrateurs, en vertu de l'arrêté du 28 décembre 2014, tel que modifié par l'arrêté du 5 janvier 2018, pris en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique (voir tableau ci-dessus). Le solde de 15% du montant de leurs rémunérations s'élève à un total de 28 507 euros et a été versé au budget de l'État.

Compte tenu de ce qui précède, la rémunération des Administrateurs correspondant à ces mandats, soit la somme totale de 179 482 euros, a été versée directement au Trésor Public en application de la réglementation.

4.2.2.3 Rémunération des Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires au sein du Conseil d'Administration n'ont perçu aucune rémunération (rémunération à raison du mandat d'Administrateur) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société en contrepartie de l'exercice de leur mandat d'Administrateur.

Il s'agit de Christophe Agogué, Jacinthe Delage, Yoan Kosnar et Magali Viot.

4.2.3 Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux pour l'exercice 2025 (*say on pay ex-ante*)

Pour la détermination des rémunérations et avantages consentis aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs, le Conseil d'Administration se réfère, notamment, aux recommandations du Code Afep-Medef. Ainsi, le Conseil d'Administration veille à ce que la politique de rémunération respecte les principes d'exhaustivité, d'équilibre, de comparabilité, de cohérence, de transparence et de mesure, et prenne en compte les pratiques de marché.

La politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG. Elle fera l'objet d'une présentation et d'un vote lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires du 24 avril 2025 conformément à l'article L. 22 10-8 du Code de commerce.

La politique de rémunération est revue annuellement par le CNRG et s'appuie notamment sur des études spécifiques.

Conformément à l'article 5.3.1 du Règlement Intérieur du Conseil, les dirigeants mandataires sociaux n'assistent pas aux réunions du CNRG pour les questions qui les concernent.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le CNRG veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec l'intérêt social et les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur la base d'un benchmark réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC 40 et de l'Eurostoxx 50.

Conformément à l'article 10.6 du Code Afep-Medef, le Président du Conseil d'Administration, ayant la qualité d'Administrateur indépendant, ne perçoit pas de rémunération variable liée à la performance de la Société. La rémunération des autres dirigeants mandataires sociaux comprend en règle générale :

- une part fixe : ce montant fixe demeure inchangé pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats ; et
- une part incitative à long terme soumise à conditions de performance.

Des critères de performance exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et maintiennent un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long termes, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

Conformément à la politique actuelle, les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent pas de rémunération en raison de leur participation aux travaux du Conseil et de ses comités.

Si le taux d'approbation de la politique de rémunération lors de la dernière Assemblée Générale des actionnaires est inférieur à 80%, le CNRG examine le sens du vote des actionnaires s'étant opposé à l'approbation de cette politique et les suites éventuelles à donner à leur vote. Pour rappel, l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 a approuvé la politique de rémunération du Président du Conseil d'Administration à 99,92% et de la Directrice Générale à 94,62%.

4.2.3.1 Politique de rémunération du Président du Conseil d'Administration au titre de 2025

La rémunération du Président du Conseil d'Administration au titre de 2025 reste inchangée par rapport à 2024.

Rémunération annuelle fixe

Pour l'exercice 2025, la rémunération fixe du Président du Conseil demeure inchangée à 450 000 euros.

Rémunération variable

La rémunération du Président du Conseil ne comprend aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

Rémunération incitative long terme (Actions de Performance)

La rémunération du Président du Conseil ne comprend aucune rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

Régime de retraite

Le Président du Conseil ne bénéficiera pas d'un régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions.

Prévoyance et frais de santé

Le Président du Conseil bénéficiera de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Rémunération en raison du mandat d'Administrateur

Le Président du Conseil, en tant qu'Administrateur, ne percevra pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Aucun contrat de travail n'est conclu entre le Président du Conseil d'Administration et la Société ou une société du Groupe. Il n'est pas prévu d'indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence.

Avantage en nature

Le Président du Conseil bénéficiera d'un véhicule de fonction.

4.2.3.2 Politique de rémunération du Directeur Général au titre de 2025

La rémunération du Directeur Général comprend une part fixe, une part variable annuelle et une part incitative à long terme.

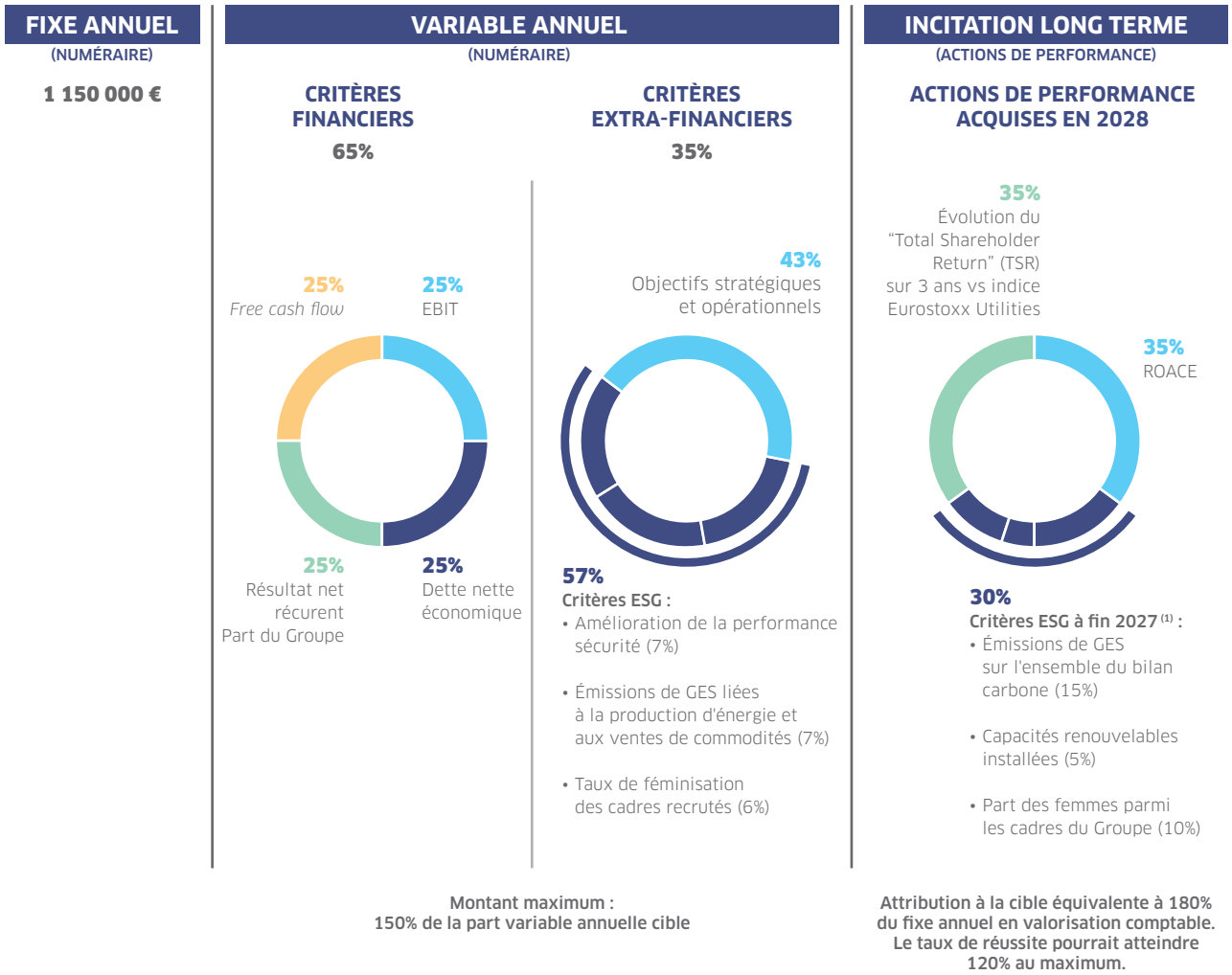
Conformément aux recommandations du Code Afep-Medef, les conditions de rémunération du Directeur Général sont restées inchangées durant toute la durée de son premier mandat, qui a débuté le 1er janvier 2021.

Le Conseil d'Administration propose le renouvellement du mandat d'Administratrice de Catherine MacGregor au vote des actionnaires, lors de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025, avec l'intention de confirmer Catherine MacGregor dans ses fonctions de Directeur Général à l'issue de ladite Assemblée. Le Conseil considère qu'à l'occasion de renouvellement de mandat, il est pertinent de revoir les conditions de rémunération de Catherine MacGregor.

Pour déterminer les nouvelles conditions de rémunération du Directeur Général, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG), a pris en compte les éléments suivants :

- **l'amélioration significative de la performance du Groupe depuis 2021**, tant sur des indicateurs économiques internes ou ESG, qu'externes comme le *Total Shareholder Return* (TSR) ; ainsi, ENGIE se classe en tête par rapport aux entreprises de son secteur sur l'indicateur de TSR entre 2021 et 2024 ;
- **le résultat d'analyses des pratiques du marché et du positionnement actuel de la rémunération du Directeur Général par rapport à celui-ci** : le marché des dirigeants étant hautement compétitif et le Directeur Général ayant un parcours international, le CNRG, soutenu par un cabinet externe de conseil en rémunération, a comparé le positionnement de la rémunération du Directeur Général d'ENGIE par rapport à ses pairs et concurrents directs européens ou mondiaux dans le secteur de l'énergie et par rapport aux grands groupes industriels cotés en Europe et en France (CAC 40). Cet examen a fait apparaitre que la rémunération actuelle du Directeur Général était inférieure aux niveaux du marché sur chacun de ces panels.

  Considérant la place que tient ENGIE en France, un panel des sociétés du CAC 40, excluant les secteurs de la finance et du luxe a été retenu. Ce panel comprend les sociétés suivantes : Air Liquide, Airbus, Bouygues, Carrefour, Danone, Essilor Luxottica, Legrand, L'Oréal, Michelin, Orange, Renault, Safran, Saint-Gobain, Sanofi, Schneider Electric, Thalès, TotalEnergies, Veolia Environnement, Vinci (le "marche de référence"). Le positionnement visé en rémunération globale est la médiane de ce panel, ENGIE occupant, en 2024, respectivement les 13e, 3e et 12e place en effectifs, chiffre d'affaires et capitalisation boursière de celui-ci ;
- **la volonté de renforcer le lien entre performance et rémunération** en mettant l'accent sur une part plus importante de la rémunération variable liée à la performance, en particulier long terme. Cette structure doit garantir un alignement des intérêts du Directeur Général avec ceux des actionnaires, favorisant la création de valeur à long terme. Ainsi, la rémunération globale se situe à la médiane du marché de référence, la somme du salaire de base et du bonus annuel étant un peu en-deçà.



(1) En ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030.

Rémunération annuelle fixe

La rémunération annuelle fixe du Directeur Général est fixée à 1 150 000 euros, soit une augmentation de 15% par rapport à la rémunération actuelle décidée en 2021, ce qui la place entre le premier quartile et la médiane du marché de référence. Elle s'appliquera de manière rétroactive à compter du 1er janvier 2025, sous réserve de l'approbation de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

Elle a été définie en fonction du rôle, de l'expérience et du marché de référence du Directeur Général, eu égard notamment aux rémunérations fixes attribuées aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs de groupes dont la taille et l'envergure sont similaires à ceux d'ENGIE et plus généralement sur la base du marché de référence. Elle demeure inchangée pendant la durée du mandat, qui est de quatre ans, sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement eu égard notamment au contexte de marché, aux évolutions éventuelles du profil d'ENGIE et à l'évolution de la rémunération des salariés du Groupe.

Rémunération variable annuelle

La part variable annuelle a pour objet de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats. Elle est équilibrée par rapport à la partie fixe et déterminée sous la forme d'un pourcentage de la rémunération fixe.

Afin de renforcer le lien entre performance et rémunération, la part variable cible est fixée à 110% de la rémunération fixe (soit 10 points de plus à la cible) avec un maximum à 150% (soit 10 points de plus au maximum).

La part variable annuelle cible s'élève donc à 110% de la rémunération fixe (1 265 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 150% de la part variable cible (1 897 500 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés. Elle est assortie de critères permettant l'évaluation faite annuellement de la performance du Directeur Général reposant à hauteur de 65% sur des critères financiers visant à rémunérer la performance économique et à hauteur de 35% sur des critères extra-financiers dont au moins un critère quantifiable reflétant les objectifs ESG du Groupe, en cohérence avec la raison d'être statutaire d'ENGIE.

Pour la **partie financière**, les critères retenus sont le RNRpg (25%), l'EBIT (25%), le *free cash-flow* (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2025 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 26 février 2025.

[ESRS 2 – GOV-3] La **partie extra-financière** a trait à l'avancée du travail sur les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe et à des critères ESG quantifiables. En cohérence avec la raison d'être statutaire d'ENGIE, la part de critères quantifiables ESG dans la rémunération du Directeur Général est augmentée, passant de 10,5% à 20% du total de la rémunération variable annuelle. La part des objectifs stratégiques et opérationnels, qui sont des objectifs qualitatifs, est réduite et passe de 24,5% à 15%.

Le travail sur les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe doit notamment porter sur l'exécution du plan de transformation, la réussite des objectifs business et la mise en œuvre de projets digitaux.

Dans les critères ESG figurent :

- le taux de fréquence des accidents avec arrêt de travail (7%) ;
- les émissions de GES (7%) dont le scope d'analyse est élargi, en sus de la production d'énergie, aux ventes de commodités ; les objectifs sont en ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030 ;
- un taux de féminisation de 38% des cadres recrutés (6%).

Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)

La part incitative à long terme du Directeur Général prend la forme d'Actions de Performance soumises aux mêmes conditions de performance que celles assortissant les plans d'Actions de Performance en faveur de certains salariés. Ces conditions de performance sont toutes précises et quantifiées. Elles incluent au moins une condition de performance extra-financière reflétant les objectifs ESG du Groupe, en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société. Cette part incitative à long terme vise à inciter le dirigeant à inscrire son action dans le long terme ainsi qu'à le fidéliser et à favoriser l'alignement de ses intérêts avec l'intérêt social de l'entreprise et l'intérêt des actionnaires. Cette part ne peut, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du dirigeant.

Conformément à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef, le Directeur Général s'engage formellement à ne pas recourir à des mécanismes de couverture de ces Actions de Performance. Il est rappelé que le Directeur Général a pour objectif de constituer un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à deux années de rémunération fixe, soit 2 300 000 euros. Jusqu'à l'atteinte de cet objectif de détention, deux tiers des Actions de Performance acquises par le Directeur Général demeurent incessibles. Au 31 décembre 2024, la Directrice Générale détenait 106 000 actions ENGIE, dont 36 000 acquises dans le cadre de l'exercice des Unités de performance en août 2024.

Le montant cible valorisé et attribué au Directeur Général est fixé à 180% de la rémunération annuelle fixe en valorisation comptable (application de la norme IFRS2). Le nombre d'actions définitivement acquis à l'issue du plan pourra aller jusqu'à 120% en cas de surperformance, sans compensation de la performance d'un critère par un autre.

Dans le cadre du plan d'Actions de Performance attribué au titre de 2025, et conformément à l'autorisation donnée par l'Assemblée Générale du 30 avril 2024, le Conseil d'Administration du 26 février 2025 a décidé, sur proposition du CNRG, d'attribuer au profit du Directeur Général des actions de performance dont le montant à la cible correspond à 180% de la rémunération annuelle fixe en valorisation comptable (application de la norme IFRS 2). Le nombre d'actions définitivement acquis à l'issue du plan pourra aller jusqu'à 120% en cas de surperformance, sans compensation de la performance d'un critère par un autre.

L'acquisition définitive de la totalité des actions allouées est subordonnée à une condition de présence, jusqu'au 14 mars 2028 inclus, ainsi qu'aux conditions de performance définies ci-après.

Conditions de performance

L'acquisition définitive de la totalité des actions allouées au titre de 2025 est subordonnée aux conditions de performance définies ci-après :

Conditions de performance financières, comptant pour 70% du total des conditions de performance et relatives à :

- l'évolution du TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à l'indice Eurostoxx Utilities (comptant pour 35% du total des conditions de performance). L'observation du TSR sur la période de trois ans se fera, au départ, avec un cours de référence correspondant à la moyenne de l'indice et du cours d'ENGIE pendant une période définie de plusieurs semaines précédant le premier jour du mois de l'attribution et de la même manière trois ans après ;
- la moyenne des ROACE (*Return On Average Capital Employed*) annuels cibles figurant au Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) sur les trois années du plan (comptant pour 35% du total des conditions de performance).

[ESRS 2 – GOV-3] Conditions de performance extra-financières exclusivement quantifiables (comptant ensemble pour 30% du total des conditions de performance) choisies en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société, à savoir :

- les émissions de GES sur l'ensemble du bilan carbone (15%) ;
- les capacités renouvelables installées (5%) ;
- la part des femmes parmi les managers du Groupe (10%).

Les objectifs cibles sont ceux prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030. Ainsi, comme pour le plan attribué en 2024, la part accordée aux conditions de performance extra-financière est de 30%, soit une augmentation de 10 points par rapport au plan 2022. Le périmètre d'analyse des émissions de GES est élargi à l'ensemble du bilan carbone du Groupe ; dans le plan attribué en 2024, le scope d'analyse était celui de la production d'énergie et des ventes de gaz.

Ce plan, ces conditions de performance et leur pondération soutiennent la mise en œuvre de la stratégie d'ENGIE sur le long-terme, tant sur le plan financier qu'extra-financier.

Taux de réussite

Pour chaque condition de performance, sont définis un seuil, en dessous duquel le taux de réussite est de 0%, une cible à laquelle le taux de réussite est de 100% et un plafond auquel est associé un taux de réussite de 120%. La progression entre les bornes est linéaire.

Le taux de réussite de chaque critère peut ainsi aller de 0% à 120%, sans compensation possible de la performance d'un critère avec la sous-performance d'un autre ; le taux de réussite global peut donc aller de 0% à 120%. Le nombre d'actions peut ainsi aller de 0 à 120% du nombre cible attribué.

Le taux de réussite relatif au **TSR** est de :

- 75% pour un résultat égal à celui de l'indice (seuil) ;
- 100% pour un résultat égal à 105% de l'indice (cible) ;
- 120% pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'indice (plafond).

Le taux de réussite relatif au **ROACE** est :

- égal à zéro pour un résultat inférieur ou égal au seuil ;
- 100% pour un résultat égal à la cible ;
- 120% pour un résultat égal ou supérieur au plafond.

S'agissant des **conditions de performance extra-financières**, les pentes suivent les mêmes règles que celles appliquées au ROACE.

Pour l'indicateur du ROACE et les conditions de performance extra-financière, le Conseil définit avec exigence les bornes correspondant à un taux de réussite de 0% et à un taux maximum de 120%, en fonction des cibles à moyen terme et de la spécificité de chacun de ces indicateurs.

Ajustement exceptionnel

La détermination des critères de performance ci-dessus procède de l'attachement du Conseil d'Administration au caractère variable de la part incitative à long terme qui rétribue la performance financière et extra-financière à moyen et long termes. Ils n'ont donc pas vocation à être revus. Toutefois, en cas de circonstances exceptionnelles (telles que notamment un changement de normes comptables, un changement de périmètre significatif, la réalisation d'une opération transformante, une modification substantielle des conditions de marché ou une évolution imprévue du contexte concurrentiel), le Conseil d'Administration pourra ajuster, à la hausse ou à la baisse, les résultats sur un ou plusieurs des critères de performance assortissant la part incitative à long terme de façon à s'assurer que les résultats de l'application de ces critères reflètent bien la performance du Groupe. Cet ajustement serait effectué par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG et après que le Conseil d'Administration se soit assuré, d'une part, que cet ajustement vise à rétablir raisonnablement l'équilibre ou l'objectif initialement recherché, ajusté de tout ou partie de l'impact de l'événement sur la période considérée et, d'autre part, de l'alignement de l'intérêt de la Société et de ses actionnaires avec celui des bénéficiaires. Le Conseil justifierait alors en détail les ajustements qui seraient effectués, qui feraient l'objet d'une communication.

L'application de ces ajustements exceptionnels, le cas échéant, sera conditionnée à l'approbation de l'Assemblée Générale des actionnaires.

Régimes de retraite

Le Directeur Général bénéficiera d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspondra à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe.

Le Directeur Général bénéficiera également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe.

Prévoyance et frais de santé

Le Directeur Général bénéficiera de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Rémunération en raison du mandat d'Administrateur

Le Directeur Général, s'il est Administrateur, ne percevra pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Dispositifs liés à la cessation du mandat de Directeur Général

En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en 12 mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

S'agissant des actions de performance non encore acquises, en cas de rupture du mandat social :

- pour cause de retraite, invalidité, décès, les droits en cours d'acquisition seront maintenus ;
- pour toute autre cause de départ, le principe sera la perte de l'intégralité des droits en cours d'acquisition, sauf décision contraire du Conseil d'Administration. Cette possibilité est conforme à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef selon lequel "le conseil peut prévoir lors de leur attribution une stipulation l'autorisant à statuer sur le maintien ou non des plans de rémunérations de long terme non encore acquis, des options non encore levées ou des actions non encore acquises au moment du départ du bénéficiaire".

Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef seront applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

En application de l'article 25.4 du Code Afep-Medef, le versement de l'indemnité de non-concurrence sera exclu si le Directeur Général fait valoir ses droits à la retraite ou au-delà de 65 ans.

Avantage en nature

Le Directeur Général bénéficiera d'un véhicule de fonction.

4.2.4 Politique de rémunération des Administrateurs pour l'exercice 2025

Enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs

L'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024 a fixé à 1,6 million le montant de l'enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs.

Règles de répartition de la rémunération des Administrateurs

Les règles de répartition de la rémunération des Administrateurs restent inchangées par rapport à celles votées par l'Assemblée Générale du 26 avril en 2023 (voir Section 4.2.2 "Rémunération des Administrateurs au titre de l'exercice 2024").

4.2.5 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)

La rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) est composée d'une part fixe et d'une part variable.

L'évolution de la partie fixe de la rémunération est liée à la modification des situations spécifiques, élargissement ou changement significatif des responsabilités, repositionnements rendus nécessaires au regard de l'équité interne ou d'un décalage manifeste par rapport au marché externe.

La part variable a pour objet principal de rétribuer la contribution des dirigeants aux résultats du Groupe.

Les montants ci-dessous reprennent les parts variables payées en 2024 au titre de 2023 et payées en 2023 au titre de 2022.

La part variable versée en 2024 au titre de l'exercice 2023 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRpg, EBIT, *free cash-flow*, dette nette économique) et pour 35% sur des critères qualitatifs et extra-financiers.

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS BRUTES, AVANTAGES EN NATURE INCLUS, DES DIRIGEANTS NON-MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF) (1)

En euros	2024	2023
Fixe	4 680 538	4 635 909
Variable	5 434 868	5 307 097
TOTAL	**10 115 406**	**9 943 006**
Nombre de membres	9	10

(1) Les rémunérations s'entendent : fixe + rémunération variable annuelle au titre de l'exercice.

Provisions de Retraites

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

4.2.6 Attribution d'Actions de Performance [(1)]

Les informations présentées dans cette Section forment le rapport spécial sur les attributions gratuites d'actions prévu à l'article L. 225-197-4 du Code de commerce.

4.2.6.1 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance

4.2.6.1.1 Disponibilité des Actions de Performance

Les articles L. 225-197-1 et L. 22-10-59 du Code de commerce imposent des restrictions à la libre disponibilité des Actions de Performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux à l'occasion des plans d'attribution.

Conformément à ces dispositions légales, un dispositif a été mis en place prévoyant l'obligation de conserver sous forme d'actions au nominatif un certain pourcentage déterminé par le Conseil d'Administration des Actions de Performance acquises. L'objectif est qu'au bout d'un certain temps, les dirigeants mandataires sociaux, et plus largement les membres du Comité Exécutif, détiennent un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à une fraction de leur rémunération.

Le Conseil d'Administration du 1er mars 2017, sur recommandation du CNRG, a actualisé comme suit le dispositif préexistant :

- objectif fixé : constituer un portefeuille d'actions équivalent à deux années de rémunération fixe pour la Directrice Générale et à 1,5 année pour les autres membres du Comité Exécutif. Cet objectif est fixé en nombre d'actions pour chaque intéressé, ce nombre étant calculé sur la base de la rémunération fixe annuelle en vigueur au 1er janvier de l'exercice considéré et sur la moyenne des cours de bourse de l'exercice qui précède ;
- jusqu'à l'atteinte de l'objectif : conservation de deux tiers des Actions de Performance acquises.

4.2.6.1.2 Plans d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance au titre de l'exercice 2024

Autorisation de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 30 avril 2024 a décidé, dans sa 28e résolution, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur de certains salariés et/ou mandataires sociaux des sociétés du Groupe (y compris les mandataires sociaux exécutifs de la Société) dans la limite de 0,75% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution, avec un sous-plafond annuel de 0,25% de ce même capital social et un sous-plafond de 0,025% du capital au titre de l'attribution d'Actions de Performance aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs de la Société.

Plan d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2024 (Conseil d'Administration du 30 avril 2024)

Dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 précitée, le Conseil d'Administration a décidé de mettre en œuvre un plan d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance.

Les conditions de ce plan, applicable au Directeur Général et à certains cadres et dirigeants, hauts potentiels et contributeurs clés du Groupe, sont décrites à la Section 4.2.3.2 "Politique de Rémunération du Directeur Général au titre de 2025".

4.2.6.2 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du groupe ENGIE durant l'exercice 2024 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

TABLEAU 6 – POSITION RECOMMANDATION AMF – DOC-2021-02 (ANNEXE 2)

Actions de performance attribuées durant l'exercice à chaque dirigeant mandataire social par l'émetteur et par toute société du Groupe

	N° et date du plan	Nombre d'actions attribuées durant l'exercice	Valorisation des actions selon la méthode retenue pour les comptes consolidés *(en euros)*	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Conditions de performance
Catherine MacGregor	30/04/2024	120 000	11,37	30/04/2027	30/04/2027	100% des actions sont soumises à des critères de performance (voir Section 4.2.3.2)

Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2024

Néant.

(1) Il est rappelé que depuis le 9 novembre 2017, il n'existe plus de stock-options ENGIE.

Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

	2019	2020		2021	
	Plan 2019	**Plan 2020**	**Plan Traders 2020**	**Plan 2021**	**Plan Traders 2021**
Date de l'AG d'autorisation	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	20/05/2021	20/05/2021
Date du Conseil d'Administration de décision	17/12/2019	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022
Valeur de l'action *(en euros)* (1)	11,59	9,93	10,9	9,28	12,13
Début de la période d'acquisition (2)	17/12/2019	17/12/2020	25/02/2021	16/12/2021	14/02/2022
Fin de la période d'acquisition	14/03/2023 (3)	14/03/2024 (7)	14/03/2023 (11) 14/03/2024 (11)	14/03/2025 (13)	14/03/2024 (11) 14/03/2025 (11)
Début de la période de conservation	néant (4)	néant (8)	néant	néant (14)	néant
Fin de la période de conservation	néant (5)	néant (9)	néant	néant (15)	néant
Conditions associées	(6)	(10)	(12)	(16)	(17)
Droits en acquisition au 31/12/2023	116 914	4 406 850	139 051	4 617 905	421 679
Actions acquises du 01/01/2024 au 31/12/2024	116 914	4 062 660	136 406	1 450	203 795
Droits annulés du 01/01/2024 au 31/12/2024	0	199 190	2 645	244 420	14 149
Solde des droits au 31/12/2024	116 914	145 000	0	4 372 035	203 735

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés).
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition.
(3) 14 mars 2024 pour les principaux dirigeants hors de France et en Belgique.
(4) 15 mars 2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.
(5) 15 mars 2024 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.
(6) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRpg des exercices 2021 et 2022, 1/3 sur le ROCE des exercices 2021 et 2022, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, Innogy, RWE, Naturgy (ex-Gas Natural), Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON, Uniper, RWE et Innogy sont comptabilisées pour 50% chacune pour les besoins de la pondération. Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.
(7) 15 mars 2025 pour les principaux dirigeants hors de France.
(8) 15 mars 2024 pour les principaux dirigeants en France.
(9) 15 mars 2025 pour les principaux dirigeants en France.
(10) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRpg des exercices 2022 et 2023, 1/3 sur le ROCE des exercices 2022 et 2023, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, RWE, Naturgy, Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique. Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.
(11) Pour la moitié des titres.
(12) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2022 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2023 pour 50%.
(13) 15 mars 2026 pour les principaux dirigeants hors de France.
(14) 15 mars 2025 pour les principaux dirigeants en France.
(15) 15 mars 2026 pour les principaux dirigeants en France.
(16) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : 30% ROCE 2024 par rapport à ROCE cible, 25% performance du TSR par rapport au Panel (composé d'EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE), 25% croissance RNRpg ENGIE par rapport au même Panel, 20% conditions extra-financières portant sur la RSE (réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%), augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)). Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires..
(17) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2023 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2024 pour 50%.

	2022			2023	2024
	Plan DG 2022	Plan 2022	Plan Traders 2022	Plan DG 2023	Plan 2024
Date de l'AG d'autorisation	21/04/2022	21/04/2022	21/04/2022	21/04/2022	30/04/2024
Date du Conseil d'Administration de décision	21/04/2022	08/12/2022	20/02/2023	20/02/2023	30/04/2024
Valeur de l'action *(en euros)* (1)	8,79	10,24	10,89	9,91	11,78
Début de la période d'acquisition (2)	21/04/2022	08/12/2022	20/02/2023	20/02/2023	30/04/2024
Fin de la période d'acquisition	14/03/2025	14/03/2026 (4)	14/03/2025 (8) 14/03/2026 (8)	14/03/2026	30/04/2027
Début de la période de conservation	15/03/2025	néant (5)	néant	14/03/2026	néant
Fin de la période de conservation	15/03/2026	néant (6)	néant	15/03/2027	néant
Conditions associées	(3)	(7)	(9)	(7)	(10)
Droits en acquisition au 31/12/2023	120 000	4 621 200	593 327	120 000	néant
Actions acquises du 01/01/2024 au 31/12/2024	0	500	0	0	
Droits annulés du 01/01/2024 au 31/12/2024	0	121 200	6 949	0	71 550
Solde des droits au 31/12/2024	120 000	4 499 500	586 378	120 000	4 982 050

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés).
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition.
(3) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : 30% ROCE 2024 par rapport à ROCE cible, 25% performance du TSR par rapport au Panel (composé d'EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE), 25% croissance RNRpg ENGIE par rapport au même Panel, 20% conditions extra-financières portant sur la RSE (réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%), augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)). Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.
(4) 14 mars 2027 pour les principaux dirigeants hors de France.
(5) 15 mars 2026 pour les principaux dirigeants en France.
(6) 15 mars 2027 pour les principaux dirigeants en France.
(7) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : 30% ROCE 2025 par rapport à ROCE cible, 25% performance du TSR par rapport au Panel (composé d'EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE), 25% croissance RNRpg ENGIE par rapport au même Panel, 20% conditions extra-financières portant sur la RSE (réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%), augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)). Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 500 actions attribuées aux autres bénéficiaires.
(8) Pour la moitié des titres.
(9) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2024 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2025 pour 50%.
(10) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes de promotion de l'innovation et des projets de transformation : 35% moyenne des ROACE cibles sur 3 ans, 35% du TSR par rapport à l'indice EUROSTOXX Utilities sur 3 ans, 30% conditions extra-financières portant sur la RSE (émissions de GES liées à la production d'énergie et à l'usage des produits vendus (15%), capacité renouvelables installées (5%) et part des femmes dans le management (10%)

Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par les dirigeants mandataires sociaux au 31 décembre 2024

Néant.

4.2.6.3 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2024 par ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des actions ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Nombre total d'actions attribuées	Valeur de l'action [1] *(en euros)*	Société émettrice	Plan
545 000	11,78	ENGIE	30/04/2024

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

4.2.6.4 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2024

	Date de la transaction	Type de la transaction	Instrument financier	Quantité	Prix unitaire *(en euros)*	Prix de l'opération *(en euros)*
Brégier Fabrice	23/02/2024	Acquisition	Actions	2 000	14,8320	29 664
Arbola Sébastien	15/03/2024	Acquisition d'actions de performance [1] [2] [3]	Actions	40 250	[4]	[4]
Almirante Paulo	15/03/2024	Acquisition d'actions de performance [2]	Actions	60 000	[4]	[4]
Prévieu Cécile	15/03/2024	Acquisition d'actions de performance [2] [3]	Actions	25 000	[4]	[4]
Waysand Claire	15/03/2024	Acquisition d'actions de performance [3]	Actions	60 000	[4]	[4]
Giannuzzi Michel	07/06/2024	Acquisition	Actions	2 500	14,9690	37 422,50
MacGregor Catherine	05/08/2024	Acquisition	Actions	36 000	14,6770	528 372

(1) Acquisition d'Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice 2019.
(2) Acquisition d'Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice 2020.
(3) Acquisition d'Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice 2021.
(4) Dès lors que les Actions de Performance sont acquises, leur valeur brute est corrélée au cours de bourse de l'action d'ENGIE étant précisé qu'au 19 mars 2024, le cours de bourse de l'action d'ENGIE s'élevait à 15,2740 euros.

4.3 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES EN MATIÈRE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Pour prévenir les situations de conflits d'intérêts au sein des sociétés anonymes, le Code de commerce prévoit une procédure d'autorisation et de contrôle des conventions entre la Société et ses mandataires sociaux ou ses actionnaires significatifs.

Il en est de même des conventions conclues avec une autre société avec qui elle a des mandataires sociaux communs.

Cette procédure d'autorisation et de contrôle des conventions réglementées est organisée en cinq phases :

- information du Conseil d'Administration ;
- autorisation préalable de toute conclusion, modification, renouvellement et résiliation d'une convention réglementée par le Conseil d'Administration ;
- information des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées autorisées au cours de l'exercice et sur celles déjà autorisées et dont l'effet perdure dans le temps ;
- rapport spécial des Commissaires aux comptes ; et
- consultation de l'Assemblée Générale Ordinaire. Après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes, l'Assemblée approuve ou désapprouve les conventions.

Sans être formellement soumises à cette procédure, les conventions déjà autorisées et dont l'exécution se poursuit, font l'objet d'un examen annuel par le Conseil.

Leur existence et leurs conséquences sont rappelées dans le rapport présenté par les Commissaires aux comptes à l'Assemblée Générale (Section 4.5).

4.3.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales

Conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-12 du Code de commerce et sur recommandation du Comité d'Audit, le Conseil d'Administration a adopté le 17 décembre 2019 une procédure permettant d'évaluer si les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales par la Société remplissent bien ces conditions (www.engie.com/statuts-ENGIE).

Un comité interne au sein du Secrétariat Général d'ENGIE, informé de tout projet de convention susceptible d'être qualifié de convention réglementée ou de convention courante, a pour mission d'analyser les caractéristiques de ladite convention et ainsi de la soumettre soit à la procédure d'autorisation et de contrôle prévue pour les conventions réglementées, soit de la qualifier de convention portant sur des opérations courantes conclues à des conditions normales.

Cette procédure prévoit également un suivi sous forme d'information annuelle sur sa mise en œuvre au Comité d'Audit et au Conseil d'Administration. Dans le respect de la réglementation, il est aussi rappelé que les personnes directement ou indirectement intéressées à l'une desdites conventions ne participent ni aux débats ni aux votes relatifs à leur évaluation et leur adoption.

4.3.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées

Le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées visées aux articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce au titre de l'exercice 2024 figure à la Section 4.5.

Le détail des opérations avec les parties liées telles que visées par les normes adoptées conformément au Règlement européen (CE) 1606/2002, figure à la Note 20 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

4.3.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de contrat de service liant les membres des organes d'administration ou de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales, prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.3.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations

Les actionnaires de la Société ont consenti au Conseil d'Administration les délégations de compétence et autorisations en matière financière ci-après :

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 30 AVRIL 2024

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
5e	Autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société	**18 mois jusqu'au 29 octobre 2025** Met fin, pour la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 26/04/2023 (5e résolution)	Prix maximum d'achat : **30 €** Détention maximum : **10%** du capital Montant cumulé des acquisitions : **7,3** milliards d'euros ***Non utilisable en période d'offre publique visant la société***	Détention au 31/12/2024 de 0,39% du capital social	Reste 9,61% du capital
17e	Émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières avec maintien du DPS (1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 2 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (16e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions (2) (3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
18e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS(1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (17e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions (2) (3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
19e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS (1) dans le cadre d'une offre visée à l'article L.411-2, 1° du Code monétaire et financier *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (18e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions (2) (3) et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
20e	Augmentation du montant des augmentations de capital (*green-shoe*) réalisées en applications des 17e, 18e et 19e résolutions *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (19e résolution)	Maximum de **15%** de l'émission initiale (2) (3)	Néant	Intégralité de l'autorisation

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
21e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières en rémunération d'apports de titres consentis à la Société dans la limite de 10% du capital social *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (20e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions [2] [3] et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
23e	Émission d'actions par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (22e résolution)	Montant global des sommes pouvant être incorporées (hors plafond)	Néant	Intégralité de l'autorisation
24e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions auto-détenues	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 26/04/2023 (16e résolution)	10% du capital par période de 24 mois	Réduction par annulation de 2 259 865 actions auto détenues dans le cadre de l'opération LINK 2024 du 7 novembre 2024 • *Soit 0,09% du capital social*	9,91% du capital
25e	Augmentation de capital social réservée aux salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise du groupe ENGIE	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 26/04/2023 (14e résolution)	**2%** du capital le jour de la mise en œuvre de la délégation. **Montant commun avec la 26e résolution de l'AGM du 30/04/2024** [3]	Augmentation de capital de 1 835 029 actions dans le cadre de l'opération LINK 2024 du 7 novembre 2024 • *Soit 0,08% du capital social*	1,90% du capital [4]
26e	Augmentation de capital réservée à toutes entités constituées dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE	**18 mois jusqu'au 29 octobre 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 26/04/2023 (15e résolution)	**0,5%** du capital social le jour de la mise en œuvre de la délégation, **montant s'imputant sur le plafond de 2% visé à la 25e résolution de l'AGM du 30/04/2024** [3]	Augmentation de capital de 424 836 actions dans le cadre de l'opération LINK 2024 du 7 novembre 2024 • *Soit 0,02% du capital utilisé*	1,90% du capital [4]

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
27e	Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur, d'une part, de l'ensemble des salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE (à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE) et, d'autre part, des salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE *(Plans Monde)*	**38 mois jusqu'au 29 juin 2027** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (26e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social, **plafond commun aux 27e et 28e résolutions de l'AGM du 30/04/2024** (5)	Néant	Intégralité de l'autorisation
28e	Autorisation à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur de certains salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE (y compris les mandataires sociaux exécutifs la société ENGIE) *(Plans Discrétionnaires)*	**38 mois jusqu'au 29 juin 2027** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 21 /04/2022 (27e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social et d'un sous-plafond de 0,025% du capital pour l'attribution d'actions de Performance aux DMS (7) exécutifs sur toute la période de validité de l'autorisation, soit 38 mois), **plafond commun aux 27e et 28e résolutions de l'AGM du 30/04/2024** (5)	Pour 2024 *En date du 30 avril 2024* Attribution de 5 742 100 actions de performance, dont 144 000 actions de performance à la Directrice Générale. • *Soit 0,24% du capital au 31 décembre 2024.*	0,51% du capital (6)

(1) DPS : Droit Préférentiel de Souscription.
(2) Montants communs aux émissions de valeurs mobilières décidées au titre des 17e, 18e, 19e, 20e et 21e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024.
(3) Plafond commun fixé par la 22e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024, aux 17e, 18e, 19e, 20e, 21e, 25e et 26e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024: 265 millions d'euros.
(4) Montant commun non utilisé pour les autorisations décidées au titre des 25e et 26e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024.
(5) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024, pour les attributions décidées au titre des 27e et 28e résolutions.
(6) Montant commun non utilisé pour les autorisations décidées au titre des 27e et 28e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024.
(7) DMS : Dirigeants mandataires sociaux.

4.3.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales

Convocation aux assemblées (articles 20, 21 et 22 des statuts)

Les Assemblées Générales Ordinaires et Extraordinaires et, le cas échéant, les Assemblées Spéciales sont convoquées, se réunissent et délibèrent dans les conditions prévues par la loi. L'ordre du jour des Assemblées est arrêté par l'auteur de la convocation ; toutefois, un ou plusieurs actionnaires peuvent, dans les conditions prévues par la loi, requérir l'inscription à l'ordre du jour de projets de résolutions.

L'assemblée se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

Les Assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'Administration ou, en son absence, par le Vice-Président du Conseil d'Administration, un Directeur Général Délégué s'il est lui-même Administrateur ou en l'absence de celui-ci, par un Administrateur spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'Assemblée élit elle-même son Président.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'assemblée présents et acceptant cette fonction disposant du plus grand nombre de voix. Le bureau désigne le secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi. Les procès-verbaux des Assemblées sont établis et leurs copies sont délivrées et certifiées dans les conditions prévues par la loi.

Participation aux Assemblées (article 20 des statuts)

Tout actionnaire a le droit d'assister aux Assemblées à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux Assemblées ou de s'y faire représenter est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire au deuxième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Le Conseil d'Administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes pour l'accès à l'Assemblée Générale.

Si le Conseil d'Administration le décide au moment de la convocation de l'assemblée, les actionnaires pourront participer à l'assemblée par visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou télétransmission, y compris internet, permettant leur identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au *Bulletin des annonces légales obligatoires* (BALO).

Droit de vote (articles 10, 11, 12 et 20 des statuts)

Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles. Depuis le 2 avril 2016, conformément à l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (voir Section 5.1.1.3 "Droits de vote").

Les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Lorsque les actions sont l'objet d'un usufruit, les droits de vote attachés à ces actions appartiennent à l'usufruitier dans les Assemblées Générales Ordinaires et au nu-propriétaire dans les Assemblées Générales Extraordinaires.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Tout actionnaire peut se faire représenter dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements dans toutes les Assemblées. Les propriétaires de titres mentionnés au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit. Tout actionnaire peut voter par correspondance dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements. Les actionnaires peuvent, dans les conditions fixées par les lois et règlements, adresser leur formule de procuration et de vote par correspondance, soit sous forme papier, soit, sur décision du Conseil d'Administration publiée dans l'avis de réunion et l'avis de convocation, par télétransmission.

Dividendes (article 26.2 des statuts)

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice, bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10% du dividende versé aux autres actions. Cette majoration est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément au Code de l'énergie et au décret n°2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie (voir Section 5.4.4 "Action spécifique").

4.3.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE

Conformément à l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, les éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange sont précisés aux Sections 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social", 4.1 "Organisation et fonctionnement de la gouvernance", 4.1.2 "Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration", 4.2 "Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif", 4.3.4 "Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations", 4.3.5 "Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales", 5.4.2 "Répartition du capital", 5.4.3 "Franchissement de seuils légaux", 5.4.4 "Action spécifique" et 7.1 "Informations générales concernant ENGIE et ses statuts".

4.3.7 Mandats des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Société représentée par Mmes Laurence Dubois et Nadia Laadouli.

6, place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense Cedex

Deloitte & Associés, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Ernst & Young et Autres

Société représentée par Mme Sarah Kokot et M Guillaume Rouger.

1/2, place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris La Défense 1

Ernst & Young et Autres, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 19 mai 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Antérieurement, le cabinet Ernst & Young Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

4.4 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

ENGIE poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code Afep-Medef de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées, actualisé en décembre 2022, à l'exception des points suivants :

Recommandations du Code Afep-Medef	Explications
18.1 Composition S'agissant du Comité des Nominations, il ne doit comporter aucun dirigeant mandataire social exécutif et être composé majoritairement d'Administrateurs indépendants. Il est recommandé que le Président du Comité soit indépendant et qu'un Administrateur salarié en soit membre.	Chacun des comités du Conseil comprend soit un Administrateur salarié, soit un Administrateur représentant les salariés actionnaires. En cohérence avec la prise de fonctions de deux Administrateurs salariés en 2022, et l'adéquation des profils avec les participations au Comité, ENGIE a pris la décision de nommer en qualité de membre au CNRG, une Administratrice représentant les salariés actionnaires. Un éventuel ajustement sera étudié à l'échéance du mandat de l'Administratrice représentant les salariés actionnaires, en avril 2025, ainsi que du profil des Administrateurs représentant les salariés disponibles.

4.5 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

À l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société, des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions soumises à l'approbation de l'assemblée générale

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention autorisée et conclue au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale

Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Avec M. Clamadieu, président du conseil d'administration de votre société

a) Couverture de prévoyance

Nature, objet et modalités

Le conseil d'administration du 19 juin 2018 a décidé d'accorder au président du conseil d'administration un contrat de couverture de prévoyance équivalente à celle de tous les cadres dirigeants de votre société en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par votre société. Ce contrat assure une garantie décès et une garantie arrêt de travail.

b) Couverture de frais de santé

Nature, objet et modalités

Le conseil d'administration du 11 décembre 2018 a décidé d'accorder au président du conseil d'administration un contrat de couverture de frais de santé équivalente à celle de tous les cadres dirigeants de votre société en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par votre société. Ce contrat assure les postes standards de garanties en matière de remboursement de frais de santé pour l'assuré et ses bénéficiaires.

Paris-La Défense, le 7 mars 2025

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Laurence Dubois	Nadia Laadouli	Sarah Kokot	Guillaume Rouger



5

INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT

5.1 Informations sur le capital 304
5.1.1 Capital social et droits de vote 304
5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital 304
5.1.3 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices 305
5.1.4 Rachat d'actions 305

5.2 Titres non représentatifs du capital 307
5.2.1 Titres super-subordonnés 307
5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN) 307
5.2.3 Emprunts obligataires 307

5.3 Obligations vertes 308
5.3.1 Description de l'obligation 308
5.3.2 Projets et critères d'éligibilité 309
5.3.3 Projets Verts Éligibles 310
5.3.4 Rapport de l'un des commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'affectation, au 31 décembre 2024, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « Green Bonds » du 6 septembre 2023, du 6 décembre 2023, du 6 mars 2024, du 14 juin 2024 et du 28 octobre 2024 316

5.4 Actionnariat 318
5.4.1 Cotation boursière 318
5.4.2 Répartition du capital 318
5.4.3 Franchissement de seuils légaux 319
5.4.4 Action spécifique 319
5.4.5 Politique de distribution des dividendes 320
5.4.6 Pacte d'actionnaires 320

5.5 Calendrier des communications financières 320

5.1 INFORMATIONS SUR LE CAPITAL

5.1.1 Capital social et droits de vote

5.1.1.1 Capital social

Les actions ENGIE sont cotées en bourse sur le compartiment A d'Euronext Paris et Euronext Bruxelles sous le code ISIN FR0010208488 et le code mnémonique ENGI. L'action ENGIE fait partie de l'indice CAC 40, principal indice publié par Euronext Paris et est éligible au Service du Règlement Différé (SRD). ENGIE est également présent dans les principaux indices suivants : SBF 120, STOXX Europe 600, STOXX Europe 600 Utilities, Euro STOXX Utilities, MSCI Europe, MSCI Europe Utilities.

Au 31 décembre 2024, le capital social d'ENGIE s'établit à 2 435 285 011 euros, divisé en 2 435 285 011 actions entièrement libérées d'un euro de nominal chacune.

5.1.1.2 Nantissement, garanties et sûretés

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

Autres nantissements

En millions d'euros	Valeur totale	2025	2026	2027	2028	2029	De 2030 à 2034	> 2034	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	73	-	-	-	-	-	69	4	7 964	0,9%
Immobilisations corporelles	1 490	36	7	2	2	5	14	1 424	64 388	2,3%
Titres de participation	2 927	553	57	459	-	-	789	1 069	9 502	30,8%
Comptes bancaires	406	115	120	62	10	15	68	15	16 928	2,4%
Autres actifs	921	528	70	38	14	6	7	258	43 708	2,1%
TOTAL	**5 817**	**1 232**	**255**	**561**	**25**	**26**	**947**	**2 770**	**142 490**	**4,1%**

Remarque : le total du nantissement sur titres peut porter sur des titres consolidés dont la valeur est nulle dans le bilan consolidé (élimination de ces titres par la consolidation).

5.1.1.3 Droits de vote

Chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Toutefois, conformément à l'article L. 22-10-46 et L. 225-123 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double.

Au 31 décembre 2024, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 3 227 473 913 droits de vote théoriques.

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Par ailleurs, conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique (pour plus d'information se référer à la Section 5.4.4 "Action spécifique").

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital

Au 31 décembre 2024, il n'existe aucune option, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital d'ENGIE.

5.1.3 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices

Date	Événement	Nominal *(en euros)*	Prime *(en euros)*	Capital *(en euros)*	Nombre d'actions	Valeur nominale par action *(en euro)*
22/12/2022	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 2 310 951 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe (Link 2022)	2 310 951	22 000 254	2 437 595 962	2 437 595 962	1,00
22/12/2022	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 770 823 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée au profit de *Link International Employees* (Link 2022)	770 823	7 338 235	2 438 366 785	2 438 366 785	1,00
22/12/2022	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 3 081 774 actions auto-détenues	-3 081 774	-	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00
07/11/2024	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 1 717 174 actions au titre des souscriptions par les compartiments Link Classic 2024 et Link Multiple INT 2024 du FCPE LINK INTERNATIONAL	1 717 174	20 073 764	2 437 002 185	2 437 002 185	1,00
07/11/2024	Augmentation du capital social résultant de l'attribution gratuite d'actions nouvellement émises dans le cadre de la souscription par le biais du compartiment LINK Classic 2024	117 855	-	2 437 120 040	2 437 120 040	1,00
07/11/2024	Augmentation du capital social résultant de la souscription de la société ECRINVEST d'actions nouvelles ENGIE	424 836	4 966 333	2 437 544 876	2 437 544 876	1,00
07/11/2024	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 2 259 865 actions auto-détenues	-2 259 865	-	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00

5.1.4 Rachat d'actions

5.1.4.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024, dans sa 5e résolution, a autorisé la Société à opérer sur ses propres actions en vue de la gestion de ses fonds propres dans les conditions fixées par les conditions légales et réglementaires applicables.

Conditions d'achat :

- prix d'achat maximum unitaire autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition) ;
- nombre maximum d'actions pouvant être achetées pendant la durée du programme : 10% du capital social ;
- montant maximum cumulé des acquisitions, net de frais : 7,3 milliards d'euros.

Un contrat de liquidité d'un an, renouvelable par tacite reconduction, d'un montant initial de 55 millions d'euros a été conclu le 2 mai 2006 sur Euronext Paris avec Rothschild et Cie Banque. Ce contrat a fait l'objet de divers amendements, le dernier amendement significatif ayant été signé le 24 janvier 2019 afin de se mettre en conformité avec la décision du 2 juillet 2018 de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) fixant le montant maximum du contrat à 50 millions d'euros, à compter du 1er janvier 2019.

Ce contrat a notamment pour objet de réduire la volatilité de l'action ENGIE et donc le risque perçu par les investisseurs. Il est conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association française des entreprises d'investissement. Ce contrat a poursuivi ses effets en 2024.

Entre le 1er janvier et le 31 décembre 2024, la Société a acquis 39 550 834 actions pour une valeur globale de 599,9 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,17 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 39 550 834 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 600,1 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,17 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 31 décembre 2024, ENGIE a acquis 13 410 300 actions pour une valeur globale de 213,3 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,90 euros) en couverture du plan d'actionnariat salarié.

Entre le 1er janvier et le 25 février 2025, ENGIE a acquis 5 395 678 actions pour une valeur globale de 85 082 524 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,769 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 5 370 678 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 84 669 824 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,765 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 25 février 2025, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

Au 25 février 2025, la Société détenait 0,389% de son capital, soit 9 468 689 actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

5.1.4.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale du 24 avril 2025

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-5 du Règlement général de l'AMF, de décrire les objectifs et les modalités du programme de rachat par ENGIE de ses propres actions qui sera soumis à l'Assemblée Générale convoquée le 24 avril 2025.

A. Principales caractéristiques du programme

Les principales caractéristiques potentielles de ce programme sont précisées ci-après :

- titres concernés : actions cotées sur l'Eurolist – SRD à la Bourse de Paris, ou Eurolist à la Bourse de Bruxelles ;
- pourcentage de rachat maximum autorisé par l'Assemblée Générale : 10% du capital social ;
- prix d'achat unitaire maximum autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition).

B. Objectifs du programme de rachat

Les objectifs poursuivis par ENGIE dans le cadre de ce programme de rachat d'actions sont présentés ci-après :

- l'animation du cours par un prestataire de services d'investissements dans le cadre de contrats de liquidité ;
- l'annulation ultérieure des actions rachetées dans le cadre d'une réduction de capital qui serait décidée ou autorisée par l'Assemblée Générale Extraordinaire ;
- l'attribution ou la cession d'actions à des salariés ou anciens salariés ou à des mandataires sociaux ou anciens mandataires sociaux du Groupe ;
- la mise en œuvre de plans d'options d'actions, d'attribution gratuite d'actions existantes ou de plans d'actionnariat salarié mis en place dans le cadre de plans d'épargne salariale ;
- l'attribution ou la cession d'actions à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international ;
- la conservation et la remise ultérieure d'actions à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opération de croissance externe, dans la limite de 5% du capital social ;
- la couverture de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution d'actions de la Société par remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant droit par remboursement, conversion, échanges, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société ;
- la mise en œuvre de toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

C. Modalités

Part maximale du capital pouvant être acquise et montant maximal payable par ENGIE

La part maximale du capital acquise par ENGIE ne pourra dépasser 10% du capital de la Société estimé à la date de l'Assemblée Générale, soit 243,5 millions d'actions environ, pour un montant maximal théorique de 7,3 milliards d'euros. ENGIE se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

ENGIE détenait directement, au 31 décembre 2024, 9 443 689 actions, soit 0,39% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée Générale, porter sur 234 millions d'actions, représentant 9,61% du capital, soit un montant maximum de 7 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé pour une durée de 18 mois à compter du 24 avril 2025, date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 23 octobre 2026.

5.1.4.3 Valeur comptable et valeur nominale

La valeur comptable et la valeur nominale des actions détenues par ENGIE elle-même ou en son nom, ou par ses filiales sont indiquées respectivement à la Note 7 "Valeurs mobilières de placement" de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux" et à la Section 5.1.3 "Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices".

5.2 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL

5.2.1 Titres super-subordonnés

Le 2 juin 2024, ENGIE a exercé l'option de remboursement de l'obligation FR0011942283, dont le solde était de 337,8 millions d'euros.

Par ailleurs, le 14 juin 2024, ENGIE a procédé à l'émission de deux nouveaux emprunts pour un montant total de 1 835 millions d'euros de titres super-subordonnés à durée indéterminée (voir également Section 5.3 "Obligations vertes").

Concomitamment, ENGIE a lancé une offre de rachat sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée refinancés par la nouvelle émission. Au terme de cette offre un montant nominal de 852,3 millions d'euros a été remboursé (545,5 millions de l'obligation FR0013398229, et 306,8 millions de l'obligation FR0013431244).

Suite à ces opérations, l'encours des titres super-subordonnés s'établit au 31 décembre 2024 comme suit :

Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement [1]	Montant en cours *(en millions d'euros)*	Place de cotation	Code ISIN
EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle	28/11/2024	454,5	Paris	FR0013398229
EUR	1,625%	08/07/2019	Perpétuelle	08/04/2025	193,2	Dublin	FR0013431244
EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle	30/05/2028	850,0	Paris	FR0014000RR2
EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle	02/01/2031	705,1	Paris	FR00140046Y4
EUR	4,750%	14/06/2024	Perpétuelle	14/06/2030	800,0	Paris	FR001400QOK5
EUR	5,125%	14/06/2024	Perpétuelle	14/06/2033	1 035,0	Paris	FR001400QOL3

(1) Date de remboursement anticipé la plus proche selon conditions applicables.

L'ensemble de ces titres bénéficient d'un rating Baa3 par Moody's, BBB- par Standard & Poor's et BBB par Fitch.

Conformément aux dispositions d'IAS 32, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe (voir Note 16.2.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

En janvier 2025, conformément à la possibilité qui lui en est laissée, ENGIE a notifié aux porteurs de l'obligation FR0013398229 sa décision d'exercer son option de remboursement du solde restant en date du 28 février 2025, soit 454,5 millions d'euros.

5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN)

ENGIE dispose d'un programme d'*Euro Medium Term Note* (EMTN) de 40 milliards d'euros. Ce programme, dont la durée de validité est de 12 mois, est renouvelé chaque année. La version la plus récente du prospectus de base du programme est disponible sur le site internet d'ENGIE (www.engie.com/finance/credit/programmes-obligataires).

5.2.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2024 émises par la Société sont détaillées en Note 11 "Dettes financières" de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

5.3 OBLIGATIONS VERTES

5.3.1 Description de l'obligation

Pour accompagner le plan de développement du Groupe en ligne avec sa raison d'être, notamment dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, ENGIE SA a procédé en 2024 à l'émission de cinq nouvelles obligations vertes, dont trois de type senior et deux de type hybride, pour des montants totaux de respectivement 3 235 millions d'euros et 500 millions de livres sterling.

L'encours de 480 millions d'euros d'une obligation verte émise en 2017 (ISIN FR0013245859) a été remboursé à son échéance contractuelle en mars 2024.

Par ailleurs, une opération de rachat a été lancée sur l'obligation hybride verte de 2019 (ISIN FR0013398229) concomitamment à l'émission des nouvelles obligations hybrides vertes en juin 2024. À l'issue de cette opération, l'encours de l'instrument a été réduit à 454,5 millions d'euros

À la suite de ces opérations, l'encours d'obligations vertes émises par ENGIE SA s'établit au 31 décembre 2024 comme suit :

Type	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Montant en cours *(en millions de devises)*	Place de cotation	Code ISIN	Détails des allocations
Senior	EUR	2,375%	19/05/2014	19/05/2026	1 246,3	Paris	FR0011911247	Documents de Référence 2014, 2015 et 2016
Senior	EUR	1,500%	27/03/2017	27/03/2028	800	Paris	FR0013245867	Document de Référence 2017
Senior	EUR	1,375%	28/09/2017	28/02/2029	750	Paris	FR0013284254	Document de Référence 2018
Hybride	EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle (28/11/2024 (1))	454.5	Paris	FR0013398229	Document d'enregistrement universel 2019
Senior	EUR	0,375%	21/06/2019	21/06/2027	750	Paris	FR0013428489	Document d'enregistrement universel 2020
	EUR	1,375%	21/06/2019	21/06/2039	750	Paris	FR0013428513	
Senior	EUR	0,500%	24/10/2019	24/10/2030	900	Paris	FR0013455813	
Senior	EUR	1,750%	27/03/2020	27/03/2028	750	Paris	FR0013504677	Documents d'enregistrement universel 2020 et 2021
	EUR	2,125%	27/03/2020	30/03/2032	750	Paris	FR0013504693	
Hybride	EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle (30/05/2028 (1))	850	Paris	FR0014000RR2	
Hybride	EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle (02/01/2031 (1))	705,1	Paris	FR00140046Y4	Document d'enregistrement universel 2021
Senior	EUR	0,375%	26/10/2021	26/10/2029	750	Paris	FR0014005ZP8	Document d'enregistrement universel 2021 et 2022
	EUR	1,000%	26/10/2021	26/10/2036	750	Paris	FR0014005ZQ6	
Senior	EUR	3,500%	27/09/2022	27/09/2029	650	Paris	FR001400A1H6	Document d'enregistrement universel 2022
Senior	EUR	3,625%	11/01/2023	11/01/2030	1 100 (2)	Paris	FR001400F1G3	Document d'enregistrement universel 2023
	EUR	4,000%	11/01/2023	11/01/2035	1 175 (2)	Paris	FR001400F1I9	
	EUR	4,250%	11/01/2023	11/01/2043	750	Paris	FR001400F1M1	
Senior	GBP	5,625%	03/04/2023	03/04/2053	650	Paris	FR001400H1V0	
Senior	CHF	2,340%	04/07/2023	04/01/2027	190	SIX	CH1277582008	
	CHF	2,490%	04/07/2023	04/07/2031	225	SIX	CH1277582016	
Senior	EUR	4,500%	06/09/2023	06/09/2042	900	Paris	FR001400KHI6	Document d'enregistrement universel 2023 et 2024
Senior	EUR	3,875%	06/12/2023	06/12/2033	900	Paris	FR001400MF86	Document d'enregistrement universel 2024
Senior	EUR	3,875%	06/03/2024	06/03/2036	800	Paris	FR001400OJC7	
	EUR	4,250%	06/03/2024	06/03/2044	600	Paris	FR001400OJE3	
Hybride	EUR	4,750%	14/06/2024	Perpétuelle (14/03/2030 (1))	800	Paris	FR001400QOK5	
	EUR	5,125%	14/06/2024	Perpétuelle (14/03/2033 (1))	1,035	Paris	FR001400QOL3	
Senior	GBP	5,750%	28/10/2024	28/10/2050	500	Paris	FR001400TMR8	-

(1) Date de remboursement anticipé la plus proche selon conditions applicables
(2) Incluant augmentation par opération de TAP

Le total d'obligations vertes émises par ENGIE SA atteint 24,73 milliards d'euros fin 2024, dont 20,68 milliards d'euros toujours en cours [(1)].

Les obligations vertes répondent aux dispositions d'un cadre de référence (le *Green Bond Framework*, mis à jour et rebaptisé en mars 2020 *Green Financing Framework*, et ayant fait l'objet d'une nouvelle mise à jour en juin 2023) qu'ENGIE a défini pour ses émissions vertes. Les *Green Bond Framework* et *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/finance/credit/finance-verte

Les principes du *Green Financing Framework* de juin 2023 sont les suivants :

- les fonds levés sont alloués à des projets supportant la transition vers une économie bas carbone en lien direct avec la stratégie d'ENGIE (les "Projets Verts Éligibles"). Les Projets Verts Éligibles doivent s'inscrire dans une catégorie de projets prédéfinie et satisfaire à certains critères techniques. Les critères d'éligibilité ont été déterminés par ENGIE et validés par Moody's Investors Service. La *Second Party Opinion* délivrée par Moody's est disponible sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-06/MIS%20SPO_Engie_Final_20230613.pdf ;
- tant que les fonds levés ne sont pas intégralement alloués à des Projets Verts Éligibles (et ultérieurement en cas de modification substantielle des allocations), ENGIE s'est engagé à communiquer, dans son Document d'enregistrement universel, sur les allocations de fonds réalisées lors de la période concernée ;
- les fonds peuvent être alloués à des Projets Verts Éligibles réalisés après l'émission de l'instrument de financement vert, ou être utilisés pour refinancer des dépenses de type CAPEX ou OPEX dans des Projets Verts Éligibles ayant eu lieu dans les 24 mois précédant l'émission de l'instrument de financement vert. Les montants alloués sont calculés après déduction d'éventuels financements externes dédiés aux projets concernés ;
- les fonds levés pourront être alloués au refinancement d'autres instruments de financement verts précédemment émis par ENGIE. Pour chaque émission, ENGIE s'engage cependant à allouer au moins 50% des fonds levés à des nouvelles dépenses (dans des Projets Verts Éligibles) n'ayant pas fait l'objet d'allocations préalables ;
- au 31 décembre de chaque année, le Groupe dispose en trésorerie (et équivalents de trésorerie) d'un montant au moins égal aux fonds levés par le(s) obligation(s) verte(s), déduction faite des montants alloués à des financements de Projets Verts Éligibles à cette date.

ENGIE ambitionne d'allouer complètement chaque obligation verte dans un délai de deux ans à compter de la date d'émission (trois ans si l'obligation a une durée de 10 ans ou plus). Lorsque, pour un exercice considéré, plusieurs obligations vertes doivent être allouées, l'allocation de l'exercice sera effectuée, dans la mesure du possible, selon les principes suivants :

- d'abord par ordre d'ancienneté, c'est-à-dire par priorité aux obligations émises en premier ;
- ensuite par ordre de durée, une tranche plus courte étant allouée en priorité sur une tranche plus longue.

Dans le cas spécifique de refinancement de Projets Verts Éligibles, ces derniers seront alloués à toutes les obligations vertes en proportion des montants qui doivent encore leur être alloués.

Conformément à ses engagements, ENGIE a demandé à l'un de ses Commissaires aux comptes (Deloitte & Associés), de produire une attestation portant sur le respect des critères d'éligibilité des projets retenus et sur l'affectation des montants auxdits projets (voir Section 5.3.4).

ENGIE suit les quatre principes établis par l'*International Capital Market Association* (*Green Bond Principles)* concernant :

- l'utilisation des fonds levés ;
- les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Verts Éligibles ;
- la gestion des fonds levés ; et
- les modalités de *reporting*.

5.3.2 Projets et critères d'éligibilité

Les catégories de projets couverts par le *Green Financing Framework* de 2023 sont les suivantes :

- production d'énergie renouvelable (hydraulique, géothermie, éolien, solaire, bioénergie, hydrogène bas carbone, énergie marine) ;
- stockage d'énergie (stockage d'électricité par pompage turbinage et batteries) ;
- infrastructures de transport et de distribution (d'électricité, de gaz renouvelables et bas carbone) ;
- efficacité énergétique (dont réseau urbain de chauffage et de froid) ;
- mobilité propre (dont bornes de recharge électrique).

Les critères d'éligibilité techniques relatifs aux différentes catégories du *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-06/20230613_Engie_Green_Framework%20%28VDEF%29.pdf.

En 2017, un Comité *Green Bond/Financing* a été mis en place. Celui-ci se réunit régulièrement pour examiner les développements du marché, les Projets Verts Éligibles et valider l'allocation des obligations vertes. Il est coanimé par la Direction Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG) ainsi que la Direction Financière, et réunit la Direction des Achats, la Direction *Global Care* et les principales GBU concernées.

(1) Ce montant n'inclut pas les obligations vertes émises en 2024 par la filiale ENGIE Energia Chile et faisant l'objet d'un rapport d'allocation séparé

5.3.3 Projets Verts Éligibles

Au cours de l'année 2024, ENGIE a procédé à l'allocation de 3,5 milliards d'euros de Projets Verts Éligibles, selon la répartition suivante :

En millions d'euros **Obligations vertes *ENGIE SA* allouées**	Montant nominal	Montant alloué en 2023	Montant alloué en 2024		Solde à allouer
			Réallocations consécutives à un rachat/ remboursement	Nouvelles allocations	
Senior 19 ans septembre 2023 (ISIN FR001400KHI6)	900	766,1	14,0	119,9	-
Senior 10 ans décembre 2023 (ISIN FR001400MF86)	900	-	94,3	805,7	-
Senior 12 ans mars 2024 (ISIN FR001400OJC7)	800	-	83,8	716,2	-
Senior 20 ans mars 2024 (ISIN FR001400OJE3)	600	-	62,9	537,1	-
Hybride PNC6 juin 2024 (ISIN FR001400QOK5)	800	-	83,8	716,2	-
Hybride PNC9 juin 2024 (ISIN FR001400QOL3)	1 035	-	28,3	241,7	765,0
Senior GBP 26 ans octobre 2024 (ISIN FR001400TMR8)	600 (1)	-	-	-	600,0
TOTAL	**5 635**	**766,1**	**367,1**	**3 136,8**	**1 365,0**

(1) Montant nominal de l'émission en devise converti en euros au taux de la couverture de change/ou taux historique.

Ces allocations ont permis d'allouer la totalité des fonds levés par les quatre obligations vertes senior émises entre septembre 2023 et mars 2024, ainsi que par l'obligation verte hybride PNC6. L'obligation verte hybride PNC9 n'a été que partiellement allouée. Conformément au principe d'allocation par ordre d'ancienneté, l'obligation verte émise en octobre 2024 n'a fait l'objet d'aucune allocation en 2024.

5.3.3.1 Réallocations consécutives à un rachat/remboursement

Dans le contexte du remboursement et du rachat partiel susmentionné, les obligations vertes émises entre septembre 2023 et juin 2024 ont bénéficié de la réallocation partielle des Projets Verts Éligibles alloués aux obligations remboursées et rachetées.

La répartition des réallocations sur les différentes tranches visées est effectuée proportionnellement aux montants de fonds qui y sont alloués.

Le montant total réalloué s'élève à 367,1 millions d'euros et est établi sur base du montant d'allocation initial aux différents Projets Verts Éligibles répondant aux critères du *Green Financing Framework* de 2023.

Il se décompose de la manière suivante :

- 123,1 millions d'euros initialement alloués à l'obligation senior dont le code ISIN est FR0013245859 ;
- 244,0 millions d'euros initialement alloués à l'obligation hybride dont le code ISIN est FR0013398229.

La production d'énergie renouvelable éolienne constitue la principale catégorie de Projets Verts Éligibles réalloués (258,0 millions d'euros), suivie par le solaire (63,9 millions d'euros), la bioénergie (22,6 millions d'euros) et les infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables et bas carbone (17,6 millions d'euros).

Les montants réalloués portent sur des Projets Verts Éligibles situés dans les zones géographiques suivantes : Europe 50%, Amérique du Nord 33%, Amérique du Sud 13%, et Asie/ Océanie 4%.

5.3.3.2 Nouvelles allocations

Les principaux Projets Verts Éligibles financés par le produit des émissions d'obligations vertes réalisées entre septembre 2023 et juin 2024 et qui répondent aux conditions (des *Green Financing Framework*) susmentionnées, sont listés dans le tableau qui suit :

			Septembre 2023	Décembre 2023	Mars 2024		Juin 2024	
			FR001400 KHI6	FR001400 MF86	FR0014000 JC7	FR0014000 JE3	FR001400Q OK5	FR001400Q OL3
En millions d'euros	**Projets**	**Pays**	**Senior 900 M€ 19 ans**	**Senior 900 M€ 10 ans**	**Senior 800 M€ 12 ans**	**Senior 60 M€ 20 ans**	**Hybride 800 M€ PNC6**	**Hybride 1 035 M€ PNC9**
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE								
Solaire			**32,3**	**216,9**	**192,8**	**144,6**	**192,8**	**66,5**
Amérique du Nord	Chillingham, Ray Ranch, Twin Lakes, Sypert Branch, projets solaires décentralisés, Bernard Creek, Five Wells, Emerald Green, Hopkins, River Ferry	États-Unis						
Europe	Divers projet ENGIE Green, CN'AIR	France						
	Divers projets PV	Roumanie, Italie, Allemagne						
Asie et Océanie	GUVNL 400MW, Goorambat, divers	Inde, Australie, Singapour						
Éolien			**27,7**	**186,5**	**165,8**	**124,3**	**165,8**	**57,2**
Europe	ENGIE Green, CN'AIR, Ostwind (M&A)	France						
	OW, Cerro Cabello	Espagne						
	Chironegi (M&A)	Roumanie						
	Karstädt Klockow, projets de repowering	Allemagne						
	Divers	Belgique						
	Porto Torres, Ramingallo,	Italie						
Amérique du Nord	Big Sampson, Century Oak, North Bend	États-Unis						
Bioénergie			**7,5**	**50,2**	**44,6**	**33,4**	**44,6**	**15,4**
Europe	ENGIE BiOZ (biométhane), chaufferies biomasse pour réseaux de chaleurs	France						
	Irati (M&A)	Espagne						
	Rainbarrow (M&A)	Royaume-Uni						
	Limbré (M&A)	Belgique						
	Alkmaar, Hardenberg (M&A)	Pays-Bas						
	Divers	Pologne, Portugal						
Hydraulique			**6,7**	**45,3**	**40,3**	**30,2**	**40,3**	**13,9**
Europe	CNR, SHEM, CN'AIR	France						
	Divers petits hydrauliques	Allemagne, Espagne						
Géothermie			**0,7**	**4,9**	**4,4**	**3,3**	**4,4**	**1,5**
Europe	Géomy3, Plaine de Garonne Energie, Meudon	France						
Hydrogène bas carbone			**0,3**	**1,8**	**1,6**	**1,2**	**1,6**	**0,5**
Asie et Océanie	Yuri	Australie						
R&D			**0,6**	**4,0**	**3,6**	**2,7**	**3,6**	**1,2**

			Septembre 2023	Décembre 2023	Mars 2024		Juin 2024	
			FR001400 KHI6	FR001400 MF86	FR0014000 JC7	FR0014000 JE3	FR001400Q OK5	FR001400Q OL3
			Senior 900 M€ 19 ans	Senior 900 M€ 10 ans	Senior 800 M€ 12 ans	Senior 60 M€ 20 ans	Hybride 800 M€ PNC6	Hybride 1 035 M€ PNC9
En millions d'euros	**Projets**	**Pays**						
STOCKAGE D'ÉNERGIE								
Stockage d'électricité			**29,0**	**195,2**	**173,6**	**130,2**	**173,6**	**59,9**
Amérique du Nord	Systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) liés à des actifs renouvelables (dont Chillingham, Five Wells) ou indépendants (projets BRP, Platinium et Tanzanite)	États-Unis						
Europe	Coo (pompage turbinage), BESS Vilvoorde et Kallo	Belgique						
	First Hydro (pompage turbinage), BESS Broxburn et Cathkin	Royaume-Uni						
	BESS Maxima	Pays-Bas						
R&D			**0,2**	**1,0**	**0,9**	**0,7**	**0,9**	**0,3**
MOBILITÉ PROPRE								
Mobilité propre			**5,6**	**37,8**	**33,6**	**25,2**	**33,6**	**11,6**
Europe	Infrastructures de recharge pour véhicule électrique	France, Belgique						
INFRASTRUCTURES DE TRANSMISSION ET DISTRIBUTION								
Gaz renouvelables et bas carbone			**4,9**	**32,9**	**29,2**	**21,9**	**29,2**	**10,1**
Europe	Injection biométhane	France						
EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE								
Efficacité énergétique			**3,7**	**25,0**	**22,2**	**16,7**	**22,2**	**7,7**
Europe	Réseaux urbains de chaleur	France						
	Divers	Italie, Allemagne						
Moyen-Orient	Projet industriel de récupération de chaleur perdue	Emirats arabes unis						
R&D			**0,4**	**2,8**	**2,5**	**1,9**	**2,5**	**0,9**
TOTAL			**119,7**	**804,4**	**715,0**	**536,2**	**715,0**	**246,6**

Les projets (et CAPEX associés) présentés dans le tableau ci dessus pour un montant total de 3,14 milliards d'euros sont alloués globalement aux obligations vertes émises par ENGIE SA entre septembre 2023 et juin 2024, et ceci dans des proportions permettant de finaliser l'allocation des obligations vertes senior émises entre septembre 2023 et mars 2024, ainsi que de l'obligation hybride PNC6, et d'allouer partiellement l'obligation hybride PNC9 émise en juin 2024.

Pour rappel, les obligations vertes émises par ENGIE SA depuis 2014 et jusqu'en juillet 2023 ont été totalement allouées. Les détails des Projets Verts Éligibles et des allocations correspondantes ont été publiés dans les Documents de Référence et d'enregistrement universel 2014 à 2023.

Les fonds alloués aux Projets Verts Éligibles durant l'année 2024 portent pour 3 milliards d'euros sur des investissements effectués durant 2024 (dont 248,9 millions d'euros de CAPEX financiers pour l'acquisition de *pure players*, et 200,7 millions d'euros de CAPEX de maintenance), pour 107,7 millions d'euros sur des investissements réalisés en 2023, et pour 20,4 millions sur des investissements réalisés en 2022.

Les allocations retenues contribuent au financement ou à l'acquisition de Projets Verts Éligibles dans les domaines :

- de la production d'énergie renouvelable (énergie solaire, éolienne, hydraulique, bioénergie, hydrogène bas carbone, et/ou géothermie) ;
- du stockage d'énergie ;
- des infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables ;
- de la mobilité propre ; et
- de l'efficacité énergétique.

1. La production d'énergie renouvelable

ENGIE a fait de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale une priorité stratégique. La capacité installée de production centralisée et décentralisée d'électricité du Groupe prise à 100% pour ses métiers de production renouvelable représente 43% de sa capacité installée. ENGIE vise une part entre 58 et 66% de capacités installées d'énergies renouvelables dans son portefeuille de production d'électricité pris à 100% d'ici à 2030. En 2024, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables, principalement dans le domaine de l'éolien et du solaire, en développant de nouveaux projets notamment en Amérique du Nord et en Europe. Les investissements dans l'éolien en mer se sont poursuivis via la *joint-venture* Ocean Winds. Le Groupe vise à atteindre 100% de gaz renouvelables dans son mix énergétique en 2050, avec l'objectif intermédiaire de disposer en 2030 d'une capacité de production de biométhane de 10 TWh par an en Europe. En France, ENGIE BiOZ initie, développe, finance, construit et exploite des unités de production de biométhane, et compte parmi les *leaders* du marché. En 2024, ENGIE a également fait l'acquisition de plusieurs producteurs de biométhane ailleurs en Europe (Belgique, Pays-Bas et Royaume-Uni).

Au cours de l'année 2024, un montant total de 2 milliards d'euros a été alloué aux Projets Verts Éligibles développés dans le domaine de la production d'énergie renouvelable. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 2,24 millions de tonnes de CO_2 éq. par an.

ENGIE utilise le concept d'émissions évitées à ses clients pour valoriser le caractère décarbonant de ses produits et services. Le Groupe a développé une méthodologie de calcul interne ainsi qu'une base de données de facteurs d'émissions qui sont mises à jour régulièrement afin de s'aligner sur les standards internationaux sur le sujet.

Pour un besoin client donné (exemple : fourniture d'électricité), les émissions évitées par un produit ou service ENGIE correspondent à la différence entre les émissions *baseline* ou dites de référence et les émissions du produit/service ENGIE. Toutes les émissions sont calculées selon une approche "Analyse de Cycle de Vie" (ACV). La référence correspond à la moyenne marché des solutions auxquelles le client aurait eu accès pour satisfaire son besoin, en l'absence d'ENGIE. Pour chaque produit ENGIE générant des émissions évitées, un soin particulier est donc apporté à la définition de la référence, afin de construire un scenario crédible et cohérent dans le temps des comportements utilisateurs par pays. En particulier, cette référence évolue dans le temps pour refléter la décarbonation des systèmes énergétiques.

Les émissions évitées peuvent donc être calculées sur toute la durée de vie d'un actif ENGIE, ou sur une base annuelle. Dans le cadre des obligations vertes, les émissions évitées sont ramenées à une base annuelle, et prises à 100% quel que soit le taux de détention des projets par le Groupe.

Les facteurs d'émissions sont un élément clef du calcul des émissions évitées. ENGIE utilise une base de données interne, maintenue et développée par une équipe R&D dédiée. Celle-ci s'appuie sur des sources externes (IPPC guidelines, Ecoinvent, Enerdata par exemple).

Pour les projets de production d'électricité renouvelable, la référence correspond au mix de consommation moyen de l'électricité du pays dans lequel se trouve le projet, reflétant la moyenne des technologies fournissant l'électricité du pays. Cette référence est comparée aux émissions de l'actif ENGIE en cycle de vie (actif solaire, éolien, hydraulique ou thermique consommant un fuel décarboné).

Pour les projets relatifs aux gaz renouvelables, la référence correspond au mix de gaz du pays dans lequel se trouve le projet, incluant un taux de pénétration des gaz renouvelables (biométhane et hydrogène vert).

Pour les installations de réseau de chaleur, les émissions évitées correspondent à la différence d'émissions entre l'actif ENGIE et les émissions liées à la production équivalente de chaleur par une chaudière gaz autonome (considérant une efficacité de 90%).

2. Le stockage d'énergie

Les solutions de stockage d'énergie jouent un rôle majeur dans la transition énergétique et sont un maillon essentiel des réseaux électriques. En stockant l'énergie produite aux heures où les sources éoliennes et solaires sont les plus productives, et/ou lorsque la demande est la plus faible, elles permettent de répondre aux besoins d'équilibre face à l'intermittence des énergies renouvelables dont la part dans la production énergétique est en croissance.

C'est dans cette optique qu'ENGIE investit dans des projets de pompage-turbinage et de batterie.

Les Projets Verts Éligibles concernés sont notamment :

- le développement aux États-Unis d'unités de stockage par batterie, soit indépendantes, soit colocalisées avec un actif de production d'énergie renouvelable ;
- les stations de pompage-turbinage Dinorwig (1 728 MW) et Ffestiniog (360 MW) au Royaume-Uni, détenues et opérées par First Hydro, filiale à 75% d'ENGIE ;
- la centrale de pompage-turbinage de Coo (Belgique) qui fait l'objet d'investissements pour l'extension de ses installations de stockage, permettant d'augmenter la puissance installée de 79 MW ;
- des projets de batterie de stockage d'électricité en Belgique, aux Pays-Bas et au Royaume-Uni.

Au cours de l'année 2024, un montant total de 765,4 millions d'euros a été alloué aux Projets Verts Éligibles développés dans le domaine du stockage d'énergie. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,03 million de tonnes de CO_2 éq. par an.

Concernant la méthodologie de calcul de la contribution aux émissions évitées pour les projets de stockage d'énergie, le caractère décarbonant vient du fait que les actifs se chargent en électricité au moment où le réseau connait une faible demande (et donc au moment où l'électricité est faiblement carbonée), et se déchargent pendant les pics de demande afin de soulager le réseau, au moment où l'électricité du réseau est fortement carbonée. Les émissions évitées viennent ainsi de la différence de facteur d'émission du réseau entre les périodes de pic (référence) et de hors-pic, en prenant en compte les pertes au niveau de l'actif de stockage.

La contribution aux émissions évitées est calculée pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention de ces projets par le Groupe.

3. La mobilité propre

ENGIE est fortement engagé auprès des collectivités territoriales, concessionnaires autoroutiers et entreprises pour déployer et mailler un réseau de bornes de recharge pour véhicules électriques disponible et compétitif au bénéfice des usagers. Le Groupe a remporté plusieurs appels d'offres en France et Belgique sur ce marché en forte croissance.

Au cours de l'année 2024, un montant total de 147,5 millions d'euros a été alloué aux Projets Verts Éligibles développés dans le domaine de la mobilité bas carbone.

Pour les projets de mobilité propre, le calcul des émissions évitées se fait en comparant le niveau d'émissions des projets ENGIE avec un scénario de référence, en l'occurrence l'utilisation pour la même distance parcourue de véhicules représentatifs du parc automobile moyen au niveau du pays ou de la région du projet, en tenant compte des tendances locales de décarbonation (électrification d'une partie du parc, verdissement des carburants).

4. Les infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables

En France, le Groupe poursuit ses efforts, au travers de ses métiers d'infrastructures, pour développer la filière de méthanisation des résidus organiques en gaz renouvelables et permettre leur valorisation par injection dans les réseaux de gaz. Cela concerne notamment les investissements pour raccorder des unités de production de biométhane aux réseaux de distribution et de transport d'ENGIE.

Au cours de l'année 2024, un montant d'investissements de 128,3 millions d'euros a été alloué aux Projets Verts Éligibles développés dans ces domaines.

5. L'efficacité énergétique

Le développement des infrastructures énergétiques à haute efficacité qui accompagnent la transition énergétique vers une économie décarbonée est un autre axe stratégique du Groupe.

Au cours de l'année 2024, un montant total de 108,3 millions d'euros a été alloué aux Projets Verts Éligibles développés dans le domaine de l'efficacité énergétique. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,36 million de tonnes de CO_2 éq. par an.

Pour le calcul de la contribution aux émissions évitées des projets d'efficacité énergétique (y compris les bâtiments verts), ENGIE les évalue en multipliant les économies d'énergie apportées par le projet par les émissions du mix énergétique du pays où le projet est développé. Les émissions évitées sont calculées pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale, et prises à 100% quel que soit le taux de détention des projets par le Groupe.

5.3.3.3 Bilan au titre des allocations globales finalisées

5.3.3.3.1 Obligation verte émise en septembre 2023 : FR001400KHI6

L'allocation de l'obligation verte susmentionnée a commencé en 2023 et a été finalisée 2024. Les principales zones géographiques concernées par l'allocation sont l'Amérique du Nord et l'Europe avec respectivement 51,8% et 43,4% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont le stockage d'électricité 32,4%, le solaire 29,1%, l'éolien 19,0%, l'hydroélectricité 5,8% et l'infrastructure de transmission et distribution de gaz renouvelables 3,3%.

Zone géographique	Montants alloués *(en %)*
Amérique du Nord	51,8%
Europe	43,4%
Amérique du Sud	2,4%
Afrique	1,2%
Asie et Océanie	1,0%
Moyen-Orient	0,2%

Technologie	Montants alloués *(en %)*
Stockage d'électricité	32,4%
Solaire	29,1%
Éolien	19,0%
Hydraulique	5,8%
Transmission et distribution de gaz renouvelables et bas carbone	3,3%
Autres (réseaux urbains de chaleur, bioénergie, mobilité propre, géothermie, H_2 bas carbone,)	10,4%

5.3.3.3.2 Obligations vertes émises entre décembre 2023 et juin 2024 : FR001400MF86, FR001400OJC7, FR001400OJE3, FR001400QOK5

L'allocation des obligations vertes susmentionnées porte sur le même ensemble de Projets Verts Éligibles, avec une répartition proportionnelle sur les différentes obligations visées. Les principales zones géographiques concernées par l'allocation sont l'Europe et l'Amérique du Nord avec respectivement 52,9% et 43,3% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont l'éolien 28,1%, le solaire 26,0% et le stockage d'électricité 21,7%.

Zone géographique	Montants alloués *(en %)*
Europe	52,9%
Amérique du Nord	43,3%
Asie et Océanie	2,2%
Amérique du Sud	1,4%
Moyen-Orient	0,2%

Technologie	Montants alloués *(en %)*
Éolien	28,1%
Solaire	26,0%
Stockage d'électricité	21,7%
Bioénergie	6,2%
Hydraulique	5,1%
Mobilité propre	4,2%
Autres (transmission et distribution de gaz renouvelables et bas carbone, géothermie, H_2 bas carbone, réseaux urbains de chaleur, efficacité énergétique)	8,6%

Conformément aux engagements du Groupe, un descriptif plus détaillé des impacts en termes d'émissions évitées ainsi que la méthodologie associée sont disponibles dans l'espace ESG dédié du site internet du Groupe (www.engie.com/rse/green-bonds).

5.3.4 Rapport de l'un des commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'affectation, au 31 décembre 2024, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « Green Bonds » du 6 septembre 2023, du 6 décembre 2023, du 6 mars 2024, du 14 juin 2024 et du 28 octobre 2024

Exercice clos le 31 décembre 2024

À la Directrice générale,

En notre qualité de commissaire aux comptes de la société ENGIE SA (la **« Société »**), et conformément à votre demande, nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur les informations suivantes ("les Informations") :

- l'allocation, au 31 décembre 2024, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « Green Bonds » du 6 septembre pour un montant de 900 millions d'euros, du 6 décembre 2023 pour un montant de 900 millions d'euros, du 6 mars 2024 pour un montant total de 1 400 millions d'euros en deux tranches, du 14 juin pour un montant total de 1 835 millions d'euros en deux tranches et du 28 octobre 2024 pour un montant de 500 millions de livres sterling, figurant dans le document ci-joint intitulé « *Obligations vertes* » (les **"Contrats d'Emission GB"**) ;
- les projets financés par l'Emission et identifiés comme éligibles par la Société ("Projets Eligibles").

Les Informations ont été préparées dans le contexte des émissions obligataires « Green Bonds » du 6 septembre 2023, du 6 décembre 2023, du 6 mars 2024, du 14 juin 2024 et du 28 octobre 2024 (les "Offres d'Obligations Vertes") et du cadre des obligations vertes défini par l'entité (**"Green Financing Framework"**).

Conclusion d'assurance modérée

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie « Nature et étendue des travaux », et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Green Financing Framework et aux bases de préparation définies dans la partie « Préparation des Informations par la Société ».

Nous n'exprimons pas de conclusion d'assurance sur les informations relatives à des périodes antérieures non couvertes par les Contrats d'Emission GB ou sur toute autre information non incluse dans les Contrats d'Emission GB.

Nous n'avons pas examiné et ne fournissons pas d'assurance sur les autres informations relatives aux projets individuels rapportées.

Préparation des Informations par la Société

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont disponibles sur le site internet de la Société.

Responsabilité de la Société

Il appartient à la direction de :

- Sélectionner ou établir des critères appropriés pour préparer les Informations ;
- Sélectionner les projets éligibles en fonction des critères d'éligibilité ;
- Préparer les Informations en conformité avec les contrats d'Emission GB et le Green Financing Framework ;
- Mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreur.

Responsabilité du Commissaire aux comptes

Il nous appartient de :

- Planifier et réaliser la mission afin d'obtenir une assurance modérée sur le fait que les Informations ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci soient dues à une fraude ou à une erreur ;
- De formuler un avis motivé sur la base des procédures que nous avons conduites et des éléments que nous avons collectés ;
- De partager notre conclusion avec le management de la Société.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas en revanche de :

- Remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Emission GB et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Emission GB ;
- Nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Eligibles postérieurement à leur allocation.

Doctrine professionnelle applicable

Nos travaux ont été effectués conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée).

Indépendance et contrôle qualité

Nous nous sommes conformés aux exigences d'indépendance et aux autres exigences déontologiques du Code de déontologie des commissaires aux comptes français ainsi qu'aux dispositions de l'article L.821-28 du Code de commerce et aux normes de déontologies de l'IESBA (International Ethics Standard Board for Accountants).

Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention.

Nos travaux ont été mis en œuvre par une équipe indépendante et multidisciplinaire avec une expérience en matière de développement durable et de responsabilité sociétale.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

La nature, le calendrier et l'étendue des procédures mises en œuvre sur ces informations dépendent de notre jugement professionnel, y compris l'évaluation des risques d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Nos travaux ont consisté à :

- Prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- Vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, en réalisant des procédures substantives sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, tels que définis en annexe des Contrats d'Emission GB et dans le *Green Financing Framework* ;
- Vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, la correcte allocation des fonds levés lors des Émissions à des Projets Eligibles ;
- Vérifier la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Eligibles et financés par chacune des Émissions ;
- Effectuer, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés des exercices clos le 31 décembre 2022, le 31 décembre 2023 et le 31 décembre 2024 ;
- Vérifier la cohérence des informations concernant les fonds levés mais non alloués.

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont de nature et de calendrier différents de ceux d'une mission d'assurance raisonnable, et leur étendue est moindre. Par conséquent, le niveau d'assurance obtenu dans le cadre d'une mission d'assurance modérée est sensiblement inférieur à l'assurance qui aurait été obtenue si nous avions réalisé une mission d'assurance raisonnable.

Ce rapport a été préparé dans le contexte décrit ci-dessus et ne peut être utilisé, distribué ou mentionné à d'autres fins.

Paris-La Défense, 7 mars 2025

L'un des Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIÉS

Nadia Laadouli Laurence Dubois

5.4 ACTIONNARIAT

5.4.1 Cotation boursière

ÉVOLUTION DES COURS EXTRÊMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR L'ACTION ENGIE À PARIS

2024	Cours le + haut [1] *(en euros)*	Cours le + bas [1] *(en euros)*	Volume des transactions [2]
Janvier	16,55	14,66	4 894 976
Février	14,84	14,10	6 366 418
Mars	15,63	14,67	5 384 384
Avril	16,27	15,40	5 523 993
Mai	16,27	15,19	5 159 002
Juin	15,53	13,21	8 810 417
Juillet	14,54	13,73	5 859 800
Août	15,93	14,52	5 476 524
Septembre	16,12	15,52	5 400 676
Octobre	16,14	15,33	4 858 933
Novembre	15,47	14,87	5 330 060
Décembre	15,31	14,82	4 631 242

(1) Cours issu des cours journaliers de clôture.
(2) Moyenne journalière (source Bloomberg).

Suite au désenregistrement d'ENGIE auprès de la U.S. *Securities & Exchange Commission* intervenu le 30 octobre 2009, ENGIE maintient un programme *American Depositary Receipt* (ADR) *level 1* non coté sur une place boursière américaine. Ces ADR font l'objet de transactions sur le marché hors cote du Nasdaq.

5.4.2 Répartition du capital

5.4.2.1 Évolution de la répartition du capital et des droits de vote

Au 31 décembre 2024, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 9 443 689 actions auto-détenues.

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT D'ENGIE AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	31 décembre 2024				31 décembre 2023		31 décembre 2022	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% des droits de vote exerçables	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]
Public	1 642 469 559	67,44	56,44	56,60	55,30	47,81	58,07	49,82
État	575 693 307	23,64	34,13	34,23	23,64	33,80	23,64	33,56
The Capital Group Companies	155 073 365	6,37	5,06	5,08	5,03	3,98	4,83	3,79
Groupe CDC [2]	112 250 342 [3]	4,61	4,23	4,24	4,61	4,27	4,61	4,24
BlackRock	127 259 471	5,23	4,00	4,01	4,99	3,83	4,37	3,32
Actionnariat salarié	95 428 114	3,92	4,91	4,93	3,31	3,99	3,88	4,82
Auto-détention	9 443 689	0,39	0,29	0,00	0,57	0,43	0,60	0,45
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
TOTAL	**2 435 285 011**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

(1) En vertu de l'article 223-11 du Règlement général de l'AMF, le nombre de droits de vote théoriques est calculé sur la base de l'ensemble des actions auxquelles sont attachés des droits de vote, y compris les actions détenues par le Groupe qui sont privées de droit de vote.
(2) Groupe CDC (Caisse des Dépôts et Consignations + CNP Assurances).
(3) Titres répartis de la façon suivante : CDC (en direct) détient 88 303 888 actions (3,63% du capital et 3,49% des droits de vote théoriques) et CNP Assurances détient 23 946 454 actions (0,98% du capital et 0,74% des droits de vote théoriques).

En application des dispositions de l'article L. 233-13 du Code de commerce, il est précisé qu'à la connaissance d'ENGIE, seuls l'État et The Capital Group Companies détiennent, à la clôture de l'exercice 2024, une participation de plus de 5% du capital ou des droits de vote.

Le Groupe compte plus de 575 000 actionnaires individuels. Au 31 décembre 2024, ils détenaient environ 207 millions de titres, soit près de 8,5 % du capital de la Société.

5.4.2.2 Détail des titres détenus directement et indirectement par les salariés

Au 31 décembre 2024, les salariés détenaient 95,4 millions d'actions ENGIE, soit 3,92% du capital et 4,91% des droits de vote théoriques au sens de l'article L. 225-102, al. 1 du Code de commerce, réparties comme suit :

FCPE Link France	52,4 millions
FCPE Link International	14,9 millions
Formules d'actionnariat direct	28,1 millions
TOTAL DES ACTIONS DÉTENUES PAR LES SALARIÉS	**95,4 MILLIONS**

5.4.3 Franchissement de seuils légaux

Suite à l'acquisition et à la cession d'actions ENGIE sur le marché ainsi qu'à la variation du nombre d'actions détenues à titre de collatéral, BlackRock et The Capital Group Companies ont procédé à plusieurs déclarations de franchissement de seuil légal du vingtième (5%) du capital ou des droits de vote à la hausse ou à la baisse.

En dernier lieu :

- BlackRock a déclaré avoir franchi, à la hausse, le 6 novembre 2024, le seuil de 5% du capital de la société ENGIE et détenir à cette date 5,002% du capital et 3,83% des droits de vote de la Société. Ce franchissement de seuil résulte d'une acquisition d'actions ENGIE hors et sur le marché et d'une augmentation du nombre d'actions ENGIE détenues à titre de collatéral ;
- The Capital Group Companies a déclaré avoir franchi, à la baisse, le 17 février 2025, le seuil de 5% des droits de vote de la société ENGIE et détenir à cette date 6,21% du capital et 4,99% des droits de vote de la Société. Ce franchissement de seuil résulte d'une cession d'actions ENGIE sur le marché.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document d'enregistrement universel, seuls l'État, BlackRock et The Capital Group Companies détiennent une participation en capital ou en droits de vote d'ENGIE supérieure à l'un des seuils légaux.

5.4.4 Action spécifique

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Conformément à l'article L. 111-69 du Code de l'énergie, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français, en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs notamment à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie. L'action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE et de ses filiales de droit français, ayant pour objet, directement ou indirectement, de céder sous quelque forme que ce soit, de transférer l'exploitation, d'affecter à titre de sûreté ou garantie, ou de changer la destination de certains actifs visés par le Code de l'énergie, s'il considère cette décision contraire aux intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs en particulier à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Aux termes de l'article D. 111-20 du Code de l'énergie, l'action spécifique de l'État lui confère les droits définis à l'article D. 111-21 du Code de l'énergie, visant les actifs concernés par le droit d'opposition de l'État, soit :

- les canalisations de transport de gaz naturel situées sur le territoire national ;
- les actifs liés à la distribution de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les stockages souterrains de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les installations de gaz naturel liquéfié situées sur le territoire national.

Conformément à ces mêmes dispositions, toute décision de cette nature devra être déclarée au ministre chargé de l'Économie.

Les décisions mentionnées ci-dessus sont réputées autorisées si le ministre chargé de l'Économie ne s'y est pas opposé dans le délai d'un mois à compter de leur déclaration, constatée par un récépissé délivré par l'Administration. Ce délai peut être prorogé pour une durée de 15 jours, par arrêté du ministre. Le ministre chargé de l'Économie, avant l'expiration du délai qui lui est imparti, peut renoncer à son droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre communique les motifs de sa décision à la Société concernée. La décision du ministre peut faire l'objet d'un recours.

Par application de l'article 2 du décret n° 2019-1071 du 22 octobre 2019 et de l'article 3 du décret n° 93-1296 du 13 décembre 1993, toute opération réalisée en contravention avec ces règles serait, de plein droit, nulle et de nul effet.

À la date du présent Document d'enregistrement universel, il n'existe, à la connaissance d'ENGIE, aucun accord relatif à une opération sur une entité membre du groupe ENGIE concernée par ces dispositions, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de son contrôle.

5.4.5 Politique de distribution des dividendes

ENGIE s'efforce de mener une politique dynamique et attractive de distribution des dividendes. Le Conseil d'Administration a ainsi mis à jour la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et a relevé son niveau plancher de dividende à partir de 2025 à 1,10 € par action comparé à 0,65 € précédemment.

Ainsi, pour 2024, le Conseil d'Administration a proposé de distribuer 65% du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,48 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

En outre, afin d'encourager et de récompenser la fidélité des actionnaires, l'Assemblée Générale du 28 avril 2014 a instauré une majoration du dividende de 10% pour tout actionnaire justifiant d'une inscription nominative depuis deux ans au moins. Cette majoration de 10% ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5% du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé, cette majoration et ce plafond étant le maximum autorisé par l'article L. 232-14 du Code de commerce, tel que repris à l'article 26.2 des statuts d'ENGIE. Cette mesure a été appliquée pour la première fois pour le paiement du dividende au titre de l'exercice 2016.

Les perspectives et *guidance* du Groupe, présentées en Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et *guidance* 2025-2027", ne constituent en aucun cas un engagement de la Société. Les dividendes futurs seront appréciés, pour chaque exercice, en fonction des résultats de la Société, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'Administration pour établir ses propositions à l'Assemblée Générale.

MONTANT DU DIVIDENDE PAR ACTION DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice *(actions entièrement libérées)*	**Dividende net par action** *(en euro)*
2019 (1)	0
2020	0,53
2021	0,85
2022	1,40
2023	1,43

(1) Le Conseil d'Administration du 1er avril 2020 avait décidé de ne pas distribuer de dividendes au titre de l'exercice 2019 dans un esprit de responsabilité et de prudence dans le contexte exceptionnel dû à l'épidémie de la Covid-19.

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

5.4.6 Pacte d'actionnaires

À la date du présent Document d'enregistrement universel et à la connaissance d'ENGIE, il n'existe aucun pacte d'actionnaires, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle de la Société.

5.5 CALENDRIER DES COMMUNICATIONS FINANCIÈRES

Publication des résultats annuels 2024 et des ambitions à moyen terme	27 février 2025
Assemblée Générale des actionnaires	24 avril 2025
Publication des résultats du premier trimestre 2025	15 mai 2025
Publication des résultats semestriels 2025	1er août 2025
Publication des informations financières des neuf premiers mois 2025	6 novembre 2025



6

INFORMATIONS FINANCIÈRES RFA

6.1 Examen de la situation financière 322
6.1.1 Rapport d'activité 322
6.1.2 Trésorerie et capitaux 336

6.2 Comptes consolidés 337
6.2.1 États financiers consolidés 337
6.2.2 Notes aux comptes consolidés 343

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 443

6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2024 450
6.4.1 États financiers sociaux 450
6.4.2 Notes aux comptes sociaux 454
6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 497
6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 498

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 499

6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Résultats ENGIE au 31 décembre 2024

Résultats d'ENGIE au 31 décembre 2024

- Une nouvelle année de forte performance opérationnelle et financière.
- Proposition d'un dividende de 1,48 euro par action pour 2024.

Faits marquants

- Niveau record d'activité dans les Renouvelables avec 4,2 GW de capacités ajoutées en 2024 portant la capacité totale installée à 46 GW (1).
- Accélération dans les batteries avec plus de 5 GW de capacités en opération ou en construction au 31 décembre 2024.
- Expansion dans les lignes de transmission électriques avec le gain de près de 1 200 km au Brésil et au Pérou.
- Progrès continu dans la trajectoire Net Zero 2045 avec une baisse de 55% à 48 Mt en 2024 vs. 2017 des émissions de GES liées à la production d'énergie.
- Approbation par l'Union européenne de l'accord final relatif au nucléaire belge.

Performance financière

- Haut de la *guidance* 2024 atteint avec un RNRpg (2) de 5,5 milliards d'euros, en hausse de 3,4% en organique.
- EBIT hors nucléaire de 8,9 milliards d'euros, en baisse organique de 5,6%, comparé à un niveau élevé en 2023.
- Forte génération de cash-flow avec un *Cash Flow From Operations* (3) de 13,1 milliards d'euros.
- Maintien d'un bilan solide avec un ratio dette nette économique/EBITDA de 3,1x stable par rapport à fin 2023.
- Dette financière nette et dette nette économique de 33,2 milliards d'euros et 47,9 milliards d'euros respectivement.
- Proposition d'un dividende en hausse à 1,48 euro par action pour 2024, correspondant à un taux de distribution de 65% d'euros.

6.1.1.1.1 Chiffres clés au 31 décembre 2024

En milliards d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	73,8	82,6	-10,6%	-10,7%
EBITDA (hors Nucléaire)	13,4	13,7	-2,5%	-2,0%
EBITDA	15,6	15,0	+3,7%	+4,2%
EBIT (hors Nucléaire)	8,9	9,5	-6,2%	-5,6%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	5,5	5,4	+3,1%	+3,4%
Résultat net, part du Groupe	4,1	2,2	+85,9%	
CAPEX (1)	10,0	10,6	-6,1%	
Cash Flow From Operations (CFFO)	13,1	13,1	-0,1%	
Endettement financier net	33,2	+3,7 milliards d'euros par rapport au 31 déc. 2023		
Dette nette économique	47,9	+1,4 milliard d'euros par rapport au 31 déc. 2023		
Dette nette économique/EBITDA	3,1x	stable par rapport au 31 déc. 2023		

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate), du schéma de tax equity, et incluant la dette nette acquise.

6.1.1.1.2 Perspectives et *guidance* 2025-2027

Les objectifs pour les exercices comptables clos les 31 décembre 2025, 2026 et 2027 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe. Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

(1) Capacité totale incluant un ajustement de 0,8 GW lié à un changement de définition.
(2) Résultat net récurrent, part du Groupe.
(3) Cash Flow From Operations = Free Cash Flow avant CAPEX de maintenance et financement des provisions nucléaires.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) n° 2019/980, complément du Règlement (UE) n° 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaires et de plan à moyen terme décris dans la Note 13 des états financiers consolidés ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 décrites dans les états financiers consolidés.

Objectifs financiers pour la période 2025-2027

Dans un contexte de réduction de la volatilité et d'une baisse des prix de l'énergie, et compte tenu d'un résultat financier net récurrent meilleur qu'attendu pour l'ensemble de l'année, ENGIE revoit à la hausse son objectif de résultat net récurrent part du Groupe pour l'année 2025 à un niveau désormais compris entre 4,4 et 5,0 milliards d'euros contre une fourchette de 3,9 à 4,5 milliards d'euros annoncée précédemment. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 8,0 à 9,0 milliards d'euros (contre 7,9 à 8,9 milliards d'euros auparavant).

2027 : une année de croissance pour ENGIE

Après une année 2026 qui sera marquée par la forte diminution de la contribution des activités liées au nucléaire, le Groupe prévoit un résultat net part du Groupe en croissance en 2027, à un niveau compris entre 4,4 et 5,0 milliards d'euros.

Entre 2025 et 2027, les perspectives d'ENGIE sont les suivantes :

En milliards d'euros	2025	2026	2027
EBIT hors nucléaire (nouvelle)	**8,0 – 9,0**	**8,2 – 9,2**	**9,0 – 10,0**
EBIT hors nucléaire (précédente)	*7,9 – 8,9*	*8,2 – 9,2*	*n/a*
Guidance RNRpg (nouvelle)	**4,4 – 5,0**	**4,2 – 4,8**	**4,4 – 5,0**
Guidance RNRpg (précédente)	*3,9 – 4,5*	*3,7 – 4,3*	*n/a*

ENGIE continue de viser une notation de crédit "*strong investment grade*" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x à long terme.

Hypothèses sous-jacentes

Les hypothèses prises en compte sont les suivantes :

- *guidance* et indications sur la base des activités poursuivies ;
- absence de changement de méthode comptable ;
- absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique ;
- taxes basées sur les textes légaux en vigueur et les contingences supplémentaires ;
- prise en compte de la revue régulatoire dans les infrastructures en France pour la période 2024-2028 ;
- répercussion complète des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie *BtoC* en France ;
- température moyenne en France ;
- production hydraulique, éolienne et solaire moyennes ;
- taux de change moyen :
  - €/USD : 1,05 – 1,07 – 1,09 pour 2025-2026-2027,
  - €/BRL : 6,38 sur 2025-2027 ;
- nucléaire en Belgique : taux de disponibilité des centrales d'environ 81% en 2025 – sur la base de disponibilité telle que publiée sur REMIT au 1er janvier 2025, hors LTO ;
- sortie du nucléaire : Doel 1, 2 et 4, Tihange 1 et 3 de février 2025 à décembre 2025, début de la LTO : Tihange 3 le 1er septembre 2025 / Doel 4 le 1er novembre 2025 ;
- contingences pour les activités nucléaires en Belgique de 0,15 milliard d'euros en 2025 ;
- prix des commodités au 31 décembre 2024 ;
- résultat financier net récurrent de -2,1 à -2,5 milliards d'euros par an ;
- taux récurrent effectif d'imposition : 22-25% sur la période 2025-2027.

6.1.1.1.3 Proposition d'un dividende de 1,48 euro par action en 2024

Pour l'année 2024, le Conseil d'Administration propose de distribuer 65% du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,48 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

6.1.1.1.4 Succès du déploiement du plan stratégique

Renouvelables

Les capacités installées renouvelables du Groupe ont augmenté de 4,2 GW en 2024, avec l'ajout de 1,9 GW en Amérique latine, 0,9 GW en Europe, 0,9 GW aux États-Unis et 0,5 GW en AMEA. Au 31 décembre 2024, le Groupe dispose de 6,8 GW de capacités en construction (75 projets), dont 1,7 GW partiellement mis en service. La capacité installée totale de Renouvelables chez ENGIE s'élève désormais à 46 GW.

En 2024, le Groupe a signé plus de 85 contrats d'achat d'électricité (PPA) pour un total de 4,3 GW (+59% par rapport à 2023), dont 3,6 GW ayant une durée de plus de cinq ans. Cette performance comprend de nouveaux contrats avec Meta aux États-Unis, l'élargissement du partenariat global avec Google incluant de nouveaux développements en Belgique et aux États-Unis, ainsi que des accords avec d'autres entreprises du secteur de la Tech aux États-Unis et en Europe.

Au quatrième trimestre, ENGIE a remporté, via Ocean Winds, sa joint-venture à 50-50 avec EDP Renewables dédiée à l'éolien offshore, un projet flottant de 250 MW auprès du ministère chargé de l'Industrie et de l'Énergie, situé au large de Narbonne, en mer Méditerranée.

Infrastructures – Gaz renouvelables

Après avoir remporté au troisième trimestre une nouvelle concession pour la construction et l'exploitation d'environ 1 000 km de lignes de transport électrique et de quatre sous-stations au Brésil, ENGIE s'est vu attribuer un contrat pour la construction de 170 km de lignes à travers trois projets au Pérou, ainsi que la construction de trois nouvelles sous-stations et l'extension de quatre stations existantes.

Le développement du biométhane se poursuit en France, avec une capacité de production annuelle atteignant 13 TWh raccordés aux réseaux d'ENGIE, soit une augmentation de 20% par rapport au 31 décembre 2023. ENGIE a également poursuivi son expansion dans le biométhane au Royaume-Uni, en Belgique et aux Pays-Bas.

Batteries

Au 31 décembre 2024, ENGIE dispose de 2,6 GW de capacités installées de systèmes de stockage d'énergie par batterie dans le monde et de 2,6 GW en construction. Depuis le début de l'année 2024, le Groupe a ainsi ajouté environ 1,0 GW de nouvelles capacités à son portefeuille d'exploitation en Amérique du Nord, principalement grâce au succès de l'intégration de Broad Reach Power.

Energy Solutions

Energy Solutions a accéléré le développement des réseaux de chaleur et de froid, avec plus de 5 milliards d'euros de prise de commandes additionnelles, un taux moyen d'énergie renouvelable record de 90%, la reconquête en France de toutes les concessions arrivant à échéance, et l'acquisition d'un portefeuille de projets en Espagne.

Sur le marché industriel, la production d'énergie décarbonée poursuit son développement, avec plus d'une vingtaine de nouvelles unités de production sur sites industriels gagnées en 2024 en Europe et Asie du Sud-Est.

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements de 2024 se sont élevés à 10,0 milliards d'euros, dont 7,3 milliards d'euros d'investissements de croissance. 84% de ces investissements ont été consacrés aux Renouvelables, à *Energy Solutions* et à *FlexGen*.

Plan de performance

Les résultats du plan de performance ont contribué à hauteur de 231 millions d'euros en 2024.

6.1.1.1.5 Nucléaire en Belgique

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4, ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025.

6.1.1.1.6 Succès de l'opération d'actionnariat salariés

Le 7 novembre dernier, ENGIE a finalisé avec succès son opération d'actionnariat salarié LINK 2024 avec près de 30 000 salariés souscripteurs dans une vingtaine de pays pour un montant total de 170 millions d'euros (13,3 millions d'actions). Grâce à LINK 2024, la part du capital d'ENGIE détenue par les salariés représente près de 4%.

6.1.1.1.7 Des progrès significatifs réalisés sur les objectifs ESG clés

En 2024, les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie se sont élevées à 48 millions de tonnes, en forte de baisse de 55% par rapport à 2017. Au-delà des leviers structurels de décarbonation, cette performance meilleure qu'anticipée résulte également d'un taux d'utilisation plus faible des centrales à gaz en Europe qui sont de plus en plus utilisées comme des actifs flexibles opérant aux heures de pointe.

Par ailleurs, la part des énergies renouvelables dans la capacité totale de production d'électricité d'ENGIE est passée de 41% à fin 2023 à 43% à fin décembre 2024, principalement grâce à l'ajout de 4,2 GW de capacités renouvelables sur l'ensemble de l'année.

Concernant les objectifs de diversité de genre, ENGIE comptait 32% de femmes au sein du management à fin 2024, un chiffre une nouvelle fois en hausse par rapport à l'année précédente. Le Groupe poursuit les plans d'actions mis en œuvre afin d'atteindre un objectif d'équilibre managérial de 40% à 60% entre les femmes et les hommes.

6.1.1.1.8 Santé et sécurité

En 2024, ENGIE a continué la mise en œuvre de son plan de transformation global ENGIE One Safety, visant à éliminer durablement les accidents graves et mortels. Ce plan s'est focalisé cette année sur le renfort de la culture santé-sécurité et l'importance des rituels managériaux sur le terrain, avec nos salariés et nos sous-traitants. Malgré les efforts mis au service de ce plan de transformation, trois personnes ont perdu la vie alors qu'elles travaillaient pour le Groupe ou ses sous-traitants en 2024. L'objectif de zéro fatalité reste au cœur des priorités du Groupe en 2025. Par ailleurs, ENGIE a poursuivi l'amélioration de la prévention des accidents avec arrêt de travail avec un taux de fréquence de ces accidents de 1,7 fin 2024 contre 1,8 fin 2023.

6.1.1.1.9 Revue des données de l'année 2024

Chiffre d'affaires

Le **chiffre d'affaires** contributif, après élimination des opérations intragroupe, s'est établi à 73,8 milliards d'euros, en baisse de 10,6% en brut et 10,7% en organique.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Renouvelables	5 467	5 512	-0,8%	-0,7%
Infrastructures	7 231	6 873	+5,2%	+5,4%
Energy Solutions	9 853	10 405	-5,3%	-5,2%
FlexGen	4 937	5 264	-6,2%	-6,1%
Retail	14 070	16 443	-14,4%	-14,3%
Autres	32 187	37 949	-15,2%	-15,3%
dont GEMS	*31 377*	*37 221*	*-15,7%*	*-15,9%*
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES (HORS NUCLÉAIRE)	**73 744**	**82 447**	**-10,6%**	**-10,5%**
Nucléaire	68	118	-42,8%	-42,8%
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**73 812**	**82 565**	**-10,6%**	**-10,7%**

EBITDA

L'**EBITDA** hors nucléaire s'est établi à 13,4 milliards d'euros, en baisse brute de 2,5% et de 2,0% en organique.

EBIT

L'**EBIT** hors nucléaire, qui s'est élevé à 8,9 milliards d'euros, a enregistré une baisse brute de 6,2% et de 5,6% en organique.

- Taux de change : un effet net de -82 millions d'euros, principalement dû à la dépréciation du réal brésilien en partie compensée par l'appréciation de la livre sterling.
- Variations de périmètre : effet net de +10 millions d'euros.
- Températures en France : par rapport à la normale, l'effet température normatif est négatif de 93 millions d'euros, générant une variation positive totale de 28 millions d'euros par rapport à 2023 dans les Infrastructures, le *Retail* et les activités GEMS.

CONTRIBUTION DES ACTIVITÉS À L'EBIT : RECUL LIÉ À GEMS COMPENSÉ EN PARTIE PAR RENOUVELABLES, INFRASTRUCTURES ET RETAIL

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*	Dont effet temp. Normatif (France) vs. 2023
Renouvelables	2 198	2 005	+9,6%	+7,3%	
Infrastructures	2 460	2 265	+8,6%	+15,3%	(63)
Energy Solutions	356	367	-3,0%	-3,1%	
FlexGen	1 467	1 513	-3,0%	-3,4%	
Retail	695	569	+22,0%	+22,5%	(22)
Autres	1 718	2 761	-37,8%	-37,9%	(7)
dont GEMS	*2 382*	*3 551*	*-32,9%*	*-33,0%*	*(7)*
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	**8 893**	**9 479**	**-6,2%**	**-5,6%**	**(93)**
Nucléaire	1 448	605	+139,4%	+139,4%	
TOTAL EBIT	**10 341**	**10 084**	**+2,5%**	**+3,3%**	**(93)**

MATRICE PAR ACTIVITÉ/GÉOGRAPHIE

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2024
Renouvelables	594	279	913	352	93	(33)	2 198
Infrastructures	1 520	201	761	(4)	-	(18)	2 460
Energy Solutions	315	174	(2)	(158)	67	(40)	356
FlexGen	366	382	294	45	419	(38)	1 467
Retail	462	244	-	-	24	(36)	695
Autres	-	(11)	-	(3)	-	1 732	1 718
dont GEMS	-	-	-	-	-	*2 382*	*2 382*
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	**3 258**	**1 270**	**1 965**	**231**	**604**	**1 565**	**8 893**
Nucléaire	423	1 025	-	-	-	-	1 448
TOTAL EBIT	**3 681**	**2 295**	**1 965**	**231**	**604**	**1 565**	**10 341**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2023 [1]
Renouvelables	574	282	925	216	34	(27)	2 005
Infrastructures	1 156	324	800	(5)	-	(9)	2 265
Energy Solutions	343	190	(1)	(142)	24	(46)	367
FlexGen	188	703	202	35	419	(34)	1 513
Retail	380	145	-	-	64	(20)	569
Autres	-	1	1	(9)	-	2 767	2 761
dont GEMS	-	-	-	-	-	*3 551*	*3 551*
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	**2 641**	**1 644**	**1 927**	**96**	**541**	**2 631**	**9 479**
Nucléaire	324	281	-	-	-	-	605
TOTAL EBIT	**2 964**	**1 925**	**1 927**	**96**	**541**	**2 631**	**10 084**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

RENOUVELABLES : CROISSANCE ÉLEVÉE PORTÉE PAR UNE TRÈS BONNE HYDROLOGIE EN EUROPE ET LA CONTRIBUTION DES ACTIFS NOUVELLEMENT MIS EN SERVICE

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBIT	2 198	2 005	+9,6%	+7,3%
CAPEX totaux	4 221	4 130	+2,2%	
CNR – prix captés *(en euros/MWh)* [1]	104	100	+4,0%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Ajout de capacité (GW à 100%)	4,2	3,9	0.3	
Volumes hydro – France (TWh à 100 %)	18,3	14,6	3.8	

(1) Avant la taxe spécifique sur production hydroélectrique de la CNR.

L'EBIT des Renouvelables a enregistré une croissance organique de 7,3% portée par des conditions d'hydrologie exceptionnelles en France et au Portugal sur l'ensemble de l'année ainsi que par une forte contribution des nouvelles capacités mises en service notamment aux États-Unis, en Amérique latine et en Europe. Ces éléments positifs ont compensé la baisse des prix en Europe, la taxe CNR en France, le non-renouvellement de *one-off* positif en Amérique latine en 2023 et l'impact de la baisse des marges de DBSO en 2024.

INFRASTRUCTURES : FORTE HAUSSE PORTÉE PAR L'AUGMENTATION DES TARIFS EN EUROPE

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	4 362	4 151	+5,1%	+8,5%
EBIT	2 460	2 265	+8,6%	+15,3%
CAPEX totaux	2 343	2 173	+7,8%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température normatif (EBIT – France)	(63)	(81)	18	

L'EBIT des Infrastructures a progressé de 15,3% en organique en raison principalement de l'augmentation des tarifs en France et en Roumanie ainsi que par la bonne performance des actifs gaziers et électriques en Amérique latine. Ces éléments ont largement compensé la baisse des revenus des capacités souscrites pour le transit de gaz entre la France et l'Allemagne, qui étaient particulièrement élevés en 2023 ainsi que la diminution de la volatilité sur les marchés de gros qui avaient été particulièrement favorables en 2023 pour les activités de stockage en Europe.

ENERGY SOLUTIONS : IMPACTÉ PAR LA SOUS-PERFORMANCE DES CONTRATS AUX ÉTATS-UNIS

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	9 853	10 045	-5,3%	-5,2%
EBIT	356	367	-3,0%	-3,1%
CAPEX totaux	1 076	1 086	-1,2%	
Indicateurs de performance opérationnelles				
Cap. installées infra. décentralisées *(en GW)*	25,7	25,3	0,4	
Marge d'EBIT (hors *one-off*)	+5,3%	+5,3%		
Marge EBIT	+3,6%	+3,5%	10 pb	
Backlog – Concessions en France *(en milliards d'euros)*	21,5	21,3	0,2	

Les activités d'*Energy Solutions* ont enregistré une baisse organique de leur EBIT de 3,1%, en raison de la baisse des marges des installations de cogénération et des prix du gaz. Elles ont également été pénalisées par la diminution des marges de DBSO du solaire décentralisé aux États-Unis. L'amélioration de la performance des activités d'efficacité énergétique et la contribution des nouveaux investissements ont permis de compenser en grande partie ces effets.

L'année 2024 a également été marquée par une revue complète du portefeuille de contrats aux États-Unis ayant conduit à la comptabilisation de provisions au troisième trimestre 2024 (163 millions d'euros) portant principalement sur la construction de deux unités de cogénération. Ces provisions sont d'un montant comparable à 2023 (150 millions d'euros) auquel s'ajoutait la reconnaissance d'un impôt différé passif sur Tabreed (38 millions d'euros).

FLEXGEN : AUGMENTATION DES SPREADS CAPTÉS EN EUROPE COMPENSÉE PAR L'IMPACT DE LA TAXE INFRAMARGINALE ET LA NORMALISATION DES MARCHÉS

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 878	1 929	-2,7%	-3,6%
EBIT	1 467	1 513	-3,0%	-3,4%
Indicateurs de performance opérationnelle				
CSS moyen capté en Europe *(en euros/MWh)*	43	37	+16,2%	
Capacité installée (GW à 100%)	56,2	59,0	-4,7%	

L'EBIT des activités *FlexGen* est en légère décroissance organique de 3,4% en raison principalement de l'impact de la taxe inframarginale en France et de la baisse des facteurs de charge des centrales à gaz en Europe. L'EBIT a par ailleurs bénéficié d'une augmentation des *spreads* captés en Europe grâce à la politique de couverture du Groupe et sa capacité à capturer la valeur liée à la flexibilité et à la volatilité, et d'une augmentation des marges au Chili avec la baisse des prix d'approvisionnement liée à une très bonne hydrologie.

RETAIL : BONNE PERFORMANCE EN RAISON D'UN EFFET TIMING NON RÉCURRENT

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	938	821	+14,2%	+14,6%
EBIT	695	569	+22,0%	+22,5%
Effet température normatif (EBIT – France)	(22)	(29)	7	

L'EBIT des activités de *Retail* est ressorti en hausse organique de 22,5% grâce à un effet *timing* non récurrent sur l'approvisionnement et, dans une moindre mesure, grâce à un climat moins doux que l'an passé associé à une bonne optimisation du portefeuille de couvertures. Cela a permis de compenser de moindres volumes dus à la poursuite de la sobriété et l'impact de mesures exceptionnelles destinées à soutenir nos clients en situation de précarité énergétique.

Activités "Autres" : moindre contribution de GEMS comparé à un niveau élevé en 2023

L'EBIT de GEMS s'est élevé à 2 382 millions d'euros, comparé à 3 551 millions d'euros en 2023. L'EBIT de GEMS hors éléments non récurrents a été soutenu par la bonne dynamique de l'activité *Client Risk Management & Supply* portée par les contrats signés historiquement à des conditions favorables et qui se matérialisent à la date de livraison. L'EBIT ressort toutefois en baisse par rapport à 2023, en raison de la normalisation des conditions de marché et d'une diminution de la volatilité inhérente.

Par ailleurs, l'EBIT a été soutenu par plusieurs éléments non récurrents dont des relâchements de réserves de marché en 2024, à un niveau toutefois inférieur à 2023, en lien avec la poursuite de la normalisation des conditions de marché.

NUCLÉAIRE : FORTE CROISSANCE LIÉE PRINCIPALEMENT À L'ABSENCE DE TAXE INFRAMARGINALE EN BELGIQUE ET L'AUGMENTATION DES PRIX CAPTURÉS

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	2 174	1 285	+69,2%	+69,2%
EBIT	1 448	605	+139,4%	+139,4%
CAPEX totaux	244	174	+40,0%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, @share, TWh)	31,5	32,0	-1,6%	
Disponibilité (Belgique à 100%)	+86,2%	+88,8%	260 pb	

L'EBIT de l'activité nucléaire s'élève à 1 448 millions d'euros en 2024 comparé à 605 millions d'euros un an auparavant. Cette forte croissance s'explique principalement par l'absence de taxe inframarginale en Belgique cette année, celle-ci ayant été arrêtée en juin 2023. Elle résulte également d'une augmentation des prix captures. Ces effets positifs ont très largement compensé l'arrêt de Tihange 2 intervenu en février 2023 et une moindre disponibilité des centrales Belges (86,2%), en particulier due à la prolongation de l'arrêt de Doel 4.

Analyse de la croissance organique en base comparable

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute/ organique *(en %)*
Chiffres d'affaires	**73 812**	**82 565**	**-10,6%**
Effet périmètre	(201)	(91)	-
Effet change	-	(80)	-
Données comparables	**73 611**	**82 396**	**-10,7%**

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute/ organique *(en %)*
EBITDA	**15 566**	**15 017**	**+3,7%**
Effet périmètre	(170)	(146)	-
Effet change	-	(95)	-
Données comparables	15 396	14 777	+4,2%

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute/ organique *(en %)*
EBIT	**10 341**	**10 084**	**+2,5%**
Effet périmètre	(152)	(142)	-
Effet change	-	(82)	-
Données comparables	**10 189**	**9 860**	**+3,3%**

Le calcul de la croissance organique vise à présenter des données comparables tant en termes de taux de change utilisés pour la conversion des états financiers de sociétés étrangères qu'en termes d'entités contributives (méthode de consolidation et contribution en termes de nombre de mois comparable). La croissance organique en pourcentage représente le rapport entre les données de l'année en cours (N) et de l'année précédente (N-1) retraitées comme suit :

- les données N-1 sont corrigées en supprimant les contributions des entités cédées au cours de la période N-1 ou prorata temporis pour le nombre de mois postérieurs à la cession en N ;
- les données N-1 sont converties au taux de change de la période N ;
- les données N sont corrigées des données des acquisitions N ou prorata temporis pour le nombre de mois antérieurs à l'acquisition en N-1.

Autres éléments du compte de résultat

La réconciliation de l'EBIT au Résultat net se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute *(en %)*
EBIT	**10 341**	**10 084**	**+2,5%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(309)	2 430	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(212)	(22)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**9 820**	**12 493**	**-21,4%**
Pertes de valeur	(709)	(1 318)	
Restructurations	(369)	(47)	
Effets de périmètre	439	(85)	
Autres éléments non récurrents	(151)	(4 945)	
Résultat des activités opérationnelles	**9 030**	**6 098**	**+48,1%**
Résultat financier	(1 842)	(2 163)	
Impôts sur les bénéfices	(2 215)	(1 031)	
RÉSULTAT NET	**4 973**	**2 903**	
Résultat net récurrent part du Groupe	**5 531**	**5 366**	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**2,25**	**2,18**	
Résultat net part du Groupe	**4 106**	**2 208**	
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**867**	**695**	

La réconciliation du Résultat net récurrent part du Groupe au Résultat net part du Groupe se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Résultat net récurrent part du Groupe	**5 531**	**5 366**
Pertes de valeur	(709)	(1 318)
Restructurations	(369)	(47)
Effets de périmètre	439	(85)
Autres éléments non récurrents	(151)	(4 945)
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(309)	2 430
Part non récurrente du résultat financier	66	(189)
Part non récurrente des impôts sur les bénéfices	(181)	872
Autres	(211)	123
Résultat net part du Groupe	**4 106**	**2 208**

Le **résultat des activités opérationnelles (RAO)** s'établit à 9 030 millions d'euros, en hausse par rapport à l'exercice précédent, principalement en raison de la comptabilisation, en 2023, de l'impact de la révision des provisions nucléaires et de moindres pertes de valeurs en 2024, partiellement compensée par l'effet négatif des résultats latents des instruments financiers sur matières premières non qualifiés de couverture.

Au 31 décembre, le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 709 millions d'euros (contre des pertes de valeur nettes de 1 318 millions d'euros au 31 décembre 2023), principalement en raison des effets induits par les cessions, en cours ou finalisées, qui s'inscrivent dans le cadre du recentrage géographique ou des activités du Groupe : deux centrales thermiques au gaz au Pakistan, une centrale au charbon au Maroc et des entités portant des actifs de fourniture de solutions solaires et de mini-réseaux payants en Afrique (voir Note 9.1 "Pertes de valeur") ;
- des charges de restructuration de 369 millions d'euros (contre 47 millions d'euros au 31 décembre 2023) (voir Note 9.2 "Restructurations") ;
- des "Effets de périmètre" pour 439 millions d'euros (contre -85 millions d'euros au 31 décembre 2023) principalement liés à la cession partielle d'une participation de 15% dans Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG") au Brésil et aux effets induits par la cession partielle d'une quote-part d'intérêt dans Mayakan au Mexique (voir Note 9.3 "Effets de périmètre") ;
- d'autres éléments non récurrents à concurrence de -151 millions d'euros (contre -4 945 millions d'euros au 31 décembre 2023) (voir Note 9.4 "Autres éléments non récurrents").

Le **résultat financier** s'élève à -1 842 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre -2 163 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir Note 10 "Résultat financier").

Retraité des éléments non récurrents, le résultat financier s'élève à -1 908 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre -1 975 millions d'euros au 31 décembre 2023. Cette amélioration de 67 millions d'euros provient de l'augmentation des autres produits financiers pour +240 millions d'euros partiellement compensée par la hausse du coût de la dette nette à concurrence de -173 millions d'euros.

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2024 s'établit à 2 215 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 1 031 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 27,6% à fin décembre 2024 contre 27,1% à fin décembre 2023, principalement en raison de :

- l'évolution de la situation fiscale dans certains pays ne reconnaissant que partiellement, en 2024 et/ou 2023, leurs actifs d'impôt différé (notamment Belgique, Mexique, Allemagne et Pays-Bas) – environ +0,9 point ;
- l'évolution du mix de taux d'imposition par pays d'activité du Groupe – Environ -0,5 point.

Le **résultat net récurrent part du Groupe** s'élève à 5 531 millions d'euros en légère hausse par rapport à l'exercice précédent (5 366 millions au 31 décembre 2023).

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 4 106 millions d'euros contre 2 208 millions au 31 décembre 2023, essentiellement impacté par l'évolution du résultat des activités opérationnelles.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 867 millions d'euros, en augmentation par rapport au 31 décembre 2023 (+172 millions d'euros).

6.1.1.2 Évolution de l'endettement financier net

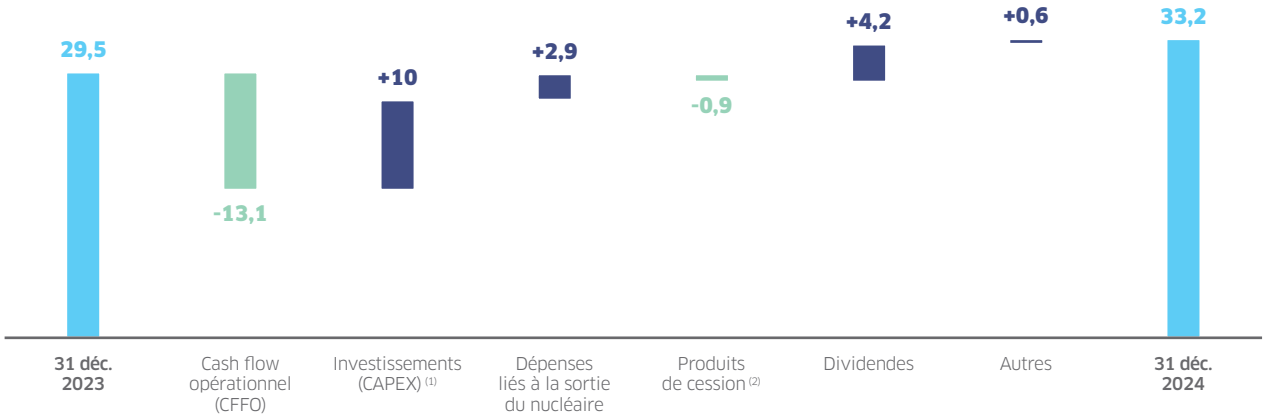
L'**endettement financier net** s'est établi à 33,2 milliards d'euros, en hausse de 3,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2023.

Cette hausse est principalement liée :

- à des dépenses d'investissements sur la période de 10 milliards d'euros ;
- à des versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle (4,1 milliards d'euros) ;
- au financement et dépenses encourues liées au nucléaire en Belgique pour 2,9 milliards d'euros.

Ces éléments ont été compensés essentiellement par des *Cash Flow From Operations* de 13,1 milliards d'euros.

En milliards d'euros



(1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO et des financements de tax equity, ainsi que les effets de périmètre liés aux acquisitions.
(2) Y compris effets de périmètre liés aux cessions.

Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 2,1x, en hausse de 0,2x par rapport au 31 décembre 2023.

Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 4,59%.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Endettement financier net	33 223	29 493
EBITDA	15 566	15 017
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,13**	**1,96**

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 65% en euros, 18% en dollars américains et 10% en real brésiliens au 31 décembre 2024.

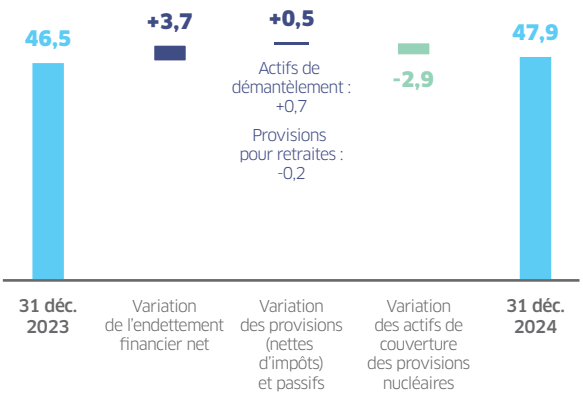
L'endettement financier net est libellé à 84% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 13,0 ans.

Au 31 décembre 2024, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,8 milliards d'euros.

La **dette nette économique** s'est élevée à 47,9 milliards d'euros, en hausse de 1,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2023.

En milliards d'euros



Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'élève à 3.1x, stable par rapport au 31 décembre 2023 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Dette nette économique	47 874	46 517
EBITDA	15 566	15 017
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**3,08**	**3,10**

Rating

- S&P : BBB+ / A-2 avec perspective Stable.
- Moody's : Baa1 / P-2 avec perspective Stable.
- Fitch : BBB+ / F1 avec perspective Stable.

6.1.1.2.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

Le ***Cash Flow From Operations*** s'élève à 13,1 milliards d'euros en 2024, un niveau stable par rapport à 2023 qui était particulièrement élevé.

Le **besoin en fonds de roulement** est négatif à hauteur de 0,2 milliard d'euros, avec une amélioration d'une année sur l'autre de 0,8 milliard d'euros, les impacts positifs sur les créances clients nettes (+4,4 milliards d'euros) et les appels de marge (+0,8 milliard d'euros) ayant compensé les effets négatifs liés principalement au retrait de gaz (-1,9 milliard d'euros), aux boucliers tarifaires (-1,5 milliard d'euros), aux factures à émettre (-1,0 milliard d'euros) et au nucléaire (-0,4 milliard d'euros).

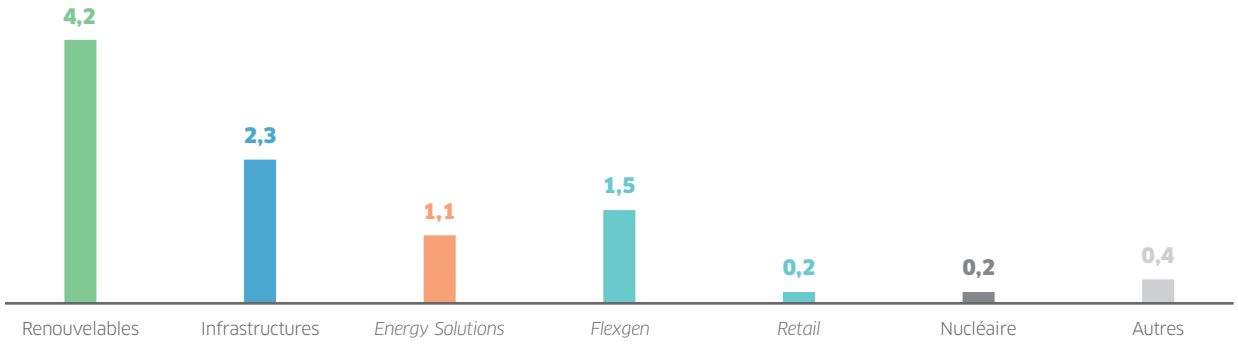
6.1.1.2.2 Liquidités

Le Groupe a maintenu un niveau de liquidité élevé qui s'est établi à 25,5 milliards d'euros au 31 décembre 2024, dont 17,7 milliards d'euros de disponibilités [(1)].

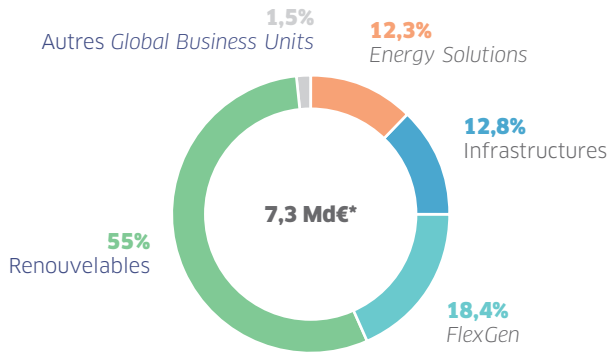
6.1.1.2.3 Investissements (CAPEX)

Le **total des investissements** s'élève à 10,0 milliards d'euros, dont 7,3 milliards d'euros dédiés aux investissements de croissance.

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX) PAR ACTIVITÉ
En milliards d'euros



Les **investissements de croissance** s'élèvent à 7,3 milliards d'euros et se détaillent comme suit par activité :



* *Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate), du schéma de tax equity et incluant la dette nette acquise*

Principaux projets *(Md€)*

Renouvelables	**4,0**
Brésil : Éolien & Solaire (Santo Agostinho, Assurua & Assu Sol)	1,1
Acquisitions Amérique latine (Cruzeiro & Hat)	0,7
France Éolien & Solaire (principalement Engie Green)	0,5
Chili (Lomas de Talta & Projets de systèmes de stockage d'énergie par batterie)	0,4
Acquisitions Europe	0,3
Mexique (projets photovoltaiques et éoliens)	0,2
Infrastructures	**0,9**
Infrastructures régulées France	0,4
Amériques - Lignes de transmission d'électricité	0,2
Acquisitions biométhane	0,1
FlexGen	**1,2**
Projets *Broad Reach Power*	0,7
Flémalle	0,2

(1) *Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires.*

La **matrice activités/géographies** des investissements de croissance se détaille comme suit :

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2024
Renouvelables	500	420	2 610	188	288	5	4 012
Infrastructures	439	167	330	-	-	-	935
Energy Solutions	495	191	33	98	50	28	895
FlexGen	33	536	104	680	(164)	2	1 191
Retail	44	42	-	-	9	56	152
Nucléaire	-	78	-	-	-	-	78
Autres	-	-	-	15	-	15	30
dont GEMS	-	-	-	-	-	*89*	*89*
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**1 511**	**1 434**	**3 076**	**981**	**183**	**106**	**7 292**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	323	481	1 103	994	1 059	7	3 966
Infrastructures	501	164	174	-	-	-	839
Energy Solutions	477	155	1	136	79	48	895
FlexGen	42	299	14	1 492	(8)	5	1 843
Retail	53	45	-	-	8	54	160
Nucléaire	-	19	-	-	-	-	19
Autres	-	8	-	1	6	354	370
dont GEMS	-	-	-	-	-	*82*	*82*
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**1 395**	**1 171**	**1 291**	**2 622**	**1 144**	**468**	**8 091**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

6.1.1.3 Autres postes de l'état de la situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation nette
Actifs non courants	**110 185**	**119 023**	**(8 838)**
Dont goodwill	*13 291*	*12 864*	*427*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*72 352*	*66 399*	*5 953*
Dont instruments financiers dérivés	*6 689*	*12 764*	*(6 075)*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*8 373*	*9 213*	*(841)*
Actifs courants	**79 359**	**75 617**	**3 742**
Dont créances commerciales et autres débiteurs	*16 173*	*20 092*	*(3 919)*
Dont instruments financiers dérivés	*6 366*	*8 481*	*(2 115)*
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*1 248*	-	*1 248*
Capitaux propres	**41 458**	**35 724**	**5 734**
Provisions	33 621	32 593	1 028
Dettes financières	52 006	47 287	4 720
Instruments financiers dérivés	13 646	24 561	(10 915)
Autres passifs	48 812	54 475	(5 663)
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*560*	-	*560*

Les **immobilisations (corporelles et incorporelles nettes)** s'élèvent à 72,4 milliards d'euros, en hausse de 6,0 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2023. Cette variation résulte pour l'essentiel des investissements de la période (+10,8 milliards d'euros), des variations de périmètre (+0,7 milliard d'euros), partiellement compensés par les amortissements (-5,1 milliards d'euros) et les pertes de valeurs enregistrées sur la période (-0,9 milliard d'euros).

Les ***goodwill*** s'élèvent à 13,3 milliards d'euros, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2023 (voir Note 13 "Actifs immobilisés").

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** s'élèvent à 8,4 milliards d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2023.

Les **capitaux propres totaux** s'élèvent à 41,5 milliards d'euros, en hausse de 5,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2023. Cette hausse provient essentiellement du résultat net de la période (+5,0 milliards d'euros), des autres éléments du résultat global (+3,5 milliards d'euros portant essentiellement sur les couvertures de flux de trésorerie sur matières premières), partiellement compensés par les dividendes distribués (-4,1 milliards d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 33,6 milliards d'euros, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2023 (voir Note 17 "Provisions").

6.1.1.4 Données proforma

ENGIE fait évoluer son organisation à compter du 1er février 2025

Depuis 2021, ENGIE déploie une stratégie ambitieuse en faveur de la transition énergétique, au travers d'une transformation de son portefeuille d'actifs, de son organisation, et de sa culture. Cette stratégie se matérialise par la croissance de ses activités clés, en ligne avec son objectif d'être Net Zéro Carbone en 2045.

Les marchés de l'énergie continuent d'évoluer rapidement, avec un besoin croissant de solutions de flexibilité pour garantir la stabilité du système énergétique, à mesure que les énergies renouvelables deviennent une source majeure de production et que la demande des clients pour une énergie décarbonée s'accroît.

Pour capitaliser sur ces opportunités et tirer toute la valeur de son modèle intégré, ENGIE ajuste le périmètre de ses *Global Business Units* (GBU) (voir Note 24 "Évènements postérieurs à la clôture") :

- pour fournir plus d'électrons verts et *"smart"*, la GBU *Renewable & Flex Power* regroupera les énergies renouvelables, les actifs de stockage d'électricité (notamment les batteries) et les actifs thermiques (CCGT) ;
- s'appuyant sur le rôle central des réseaux dans le système énergétique, la GBU *Networks* continuera à croître dans les réseaux électriques et à adapter les infrastructures gazières aux molécules décarbonées, tout en favorisant leur développement (biométhane, hydrogène et e-molécules) ;
- pour contribuer à la décarbonation des industries et des villes, la GBU *Energy Solutions*, rebaptisée *Local Energy Infrastructures*, consolidera sa position de leader en Europe tout en étant plus sélective dans ses activités et géographies ;
- pour optimiser l'exploitation des actifs du Groupe et fournir à tous les clients de l'énergie de manière fiable et durable, la GBU *Supply & Energy Management* regroupera les activités de gestion de l'énergie ainsi que les activités de fourniture d'énergie *BtoB* et *BtoC* (*Retail*).

Ce changement d'organisation du Groupe est sans incidence sur l'identification des secteurs opérationnels et reportables au 31 décembre 2024. Le tableau ci-dessous présente néanmoins les données proforma non auditées de l'EBIT 2024 et 2023 sur base de la nouvelle organisation effective au 1er février 2025.

En millions d'euros (données non auditées)	31 déc. 2024 proforma	31 déc. 2023 proforma
Renewables & Flex Power	**3 696**	**3 539**
Renewables & BESS	2 413	2 310
Gas generation	1 283	1 229
Infrastructures	**2 953**	**2 762**
Networks	2 429	2 243
Local Energy Infrastructures	524	519
Supply & Energy Management	**3 077**	**4 120**
BtoC	695	569
BtoB	1 067	1 581
Energy Management	1 316	1 970
Autre	**(833)**	**(942)**
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	**8 893**	**9 479**
Nucléaire	**1 448**	**605**
TOTAL EBIT	**10 341**	**10 084**

6.1.1.5 Comptes sociaux

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2024, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 40 805 millions d'euros, en retrait par rapport à 2023 (54 149 millions d'euros) sur le marché du gaz et de l'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à 766 millions d'euros au 31 décembre 2024, en forte augmentation de +1 753 millions d'euros par rapport à l'exercice 2023 où il était de -987 millions d'euros. La marge énergie s'améliore de +1 344 millions d'euros.

Le résultat financier est de 654 millions d'euros, stable par rapport à 2023.

Le résultat non récurrent (2 627 millions d'euros) est principalement impacté par les variations de valeurs sur titres de participation (dont Electrabel SA).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 412 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 247 millions d'euros à la clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 378 millions d'euros.

Le résultat net ressort à +4 460 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 29 372 millions d'euros contre 28 376 millions d'euros à fin 2023, soit une augmentation de +996 millions d'euros liée au résultat de l'exercice 2024 (+4 460 millions d'euros) et au paiement du dividende 2023 pour un montant de -3 503 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, les dettes financières ressortent à 49 341 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 13 494 millions d'euros (dont 7 209 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application des articles L. 441-14 et D. 441-6 du Code de commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

INFORMATIONS RELATIVES AUX DÉLAIS DE PAIEMENT DES FOURNISSEURS ET DES CLIENTS MENTIONNÉS AUX ARTICLES L. 441-10 À L. 441-16 DU CODE DE COMMERCE

	Articles L. 441-10 à L. 441-16 : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Articles L. 441-10 à L. 441-16 : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
En millions d'euros	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) TRANCHES DE RETARD DE PAIEMENT												
Nombre de factures concernées	-					21 581						5 077 152
Montant total des factures concernées TTC	-	16,2	17,5	-	386,3	420,0		201,7	16,7	23,4	630,5	872,3
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,03%	0,04%	0,00%	0,83%	0,90%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice								0,42%	0,03%	0,05%	1,31%	1,81%
(B) FACTURES EXCLUES DU (A) RELATIVES À DES DETTES ET CRÉANCES LITIGIEUSES OU NON COMPTABILISÉES												
Nombre des factures exclues						460						243
Montant total des factures exclues						(22,1)						0,6
(C) DÉLAIS DE PAIEMENT DE RÉFÉRENCE UTILISÉS (CONTRACTUEL OU DÉLAI LÉGAL – ARTICLE L. 441-6 OU ARTICLE L. 443-1 DU CODE DE COMMERCE)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours					
							Délais légaux : 30 jours					

6.1.2 Trésorerie et capitaux

6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur

6.1.2.1.1 Structure de l'endettement

L'endettement brut, hors découverts bancaires, coût amorti et dérivés, à fin 2024 s'élève à 47,2 milliards d'euros. Celui-ci est en hausse par rapport à fin 2023. Il se compose principalement de financements obligataires pour 34,8 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 6,8 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,6 milliard d'euros. Les emprunts à court terme (titres négociables à court terme) représentent 11% de la dette brute totale à fin 2024.

84% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et titres négociables à court terme). Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 29,4 milliards d'euros à fin 2024. Hors coût amorti et après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 65% en euros, 18% en dollars américains et 10% en real brésiliens à fin 2024.

Après impact des dérivés, 84% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 4,6%. La durée moyenne de la dette nette est de 13 ans à fin 2024.

La Note 11 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux" décrit les principaux contrats portés par ENGIE SA.

6.1.2.1.2 Principales opérations de l'année 2024

La Note 14.3.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" décrit les principales opérations de l'année 2024 impactant l'endettement financier net.

En juin 2024, le Groupe a exercé sa première option d'extension de la ligne de crédit syndiquée de 4,5 milliards d'euros refinancée en septembre 2023, portant ainsi sa maturité au 13 septembre 2029.

6.1.2.1.3 Notations

ENGIE a des notations sollicitées par Standard & Poor's, Moody's et Fitch.

En novembre 2024, S&P a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à BBB+/A-2, avec perspective stable.

En juillet 2024, Moody's a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à Baa1/P-2, avec perspective stable.

En juillet 2024, Fitch a abaissé la notation émetteur long terme d'ENGIE SA de A- à BBB+, et a confirmé la notation court terme F1, avec perspective stable.-yy

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2024, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,8 milliards d'euros. Ces lignes peuvent servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de titres négociables à court terme. Près de 93% de ces lignes sont gérées de façon centralisée. À fin 2024, aucune ligne centralisée "revolving" n'est utilisée et leur disponibilité n'est sujette à aucun covenant financier et n'est pas liée à une notation de risque crédit. Les contreparties de ces lignes sont bien diversifiées puisqu'aucune ne détient plus de 10% du total de ces lignes centralisées.

Le Groupe met par ailleurs en place des financements dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés à leurs états financiers. Ces financements sont sans recours sur ENGIE SA ou le GIE ENGIE Alliance. La définition ainsi que le niveau de ces ratios, également connus comme covenants financiers, sont déterminés en accord avec les prêteurs. Une révision de ces éléments peut intervenir durant la vie du prêt.

Les ratios les plus fréquents sont :

- *Debt Service Cover Ratio* = *Free Cash-Flow*/(Principal + charge d'intérêt) ou au service des intérêts (*Interest Cover Ratio* = EBITDA/charge d'intérêt) ;
- *Loan Life Cover Ratio* (actualisation au coût moyen de la dette des *Free Cash-Flows* futurs divisée par le montant emprunté restant dû) ;
- *Dette/Equity Ratio* ou maintien d'un montant minimal d'investissements en fonds propres (*Equity*).

Au 31 décembre 2024, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucun défaut lié à des ratios financiers ou à des niveaux de notation n'est à observer sur les lignes de crédit disponibles centralisées.

6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et par le recours au marché des capitaux de manière opportuniste, ainsi que par l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 2,4 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2025. Ce total n'intègre pas les titres négociables à court terme de 5 milliards d'euros arrivant à maturité. Le Groupe a par ailleurs une trésorerie de 17,7 milliards d'euros au 31 décembre 2024 (nette des découverts bancaires). Il a également un montant de 12,8 milliards d'euros de lignes disponibles dont 1,2 milliard d'euros à échéance 2025. Ce montant de lignes disponibles est non netté du montant des titres négociables à court terme.

6.2 COMPTES CONSOLIDÉS

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
CHIFFRE D'AFFAIRES	**6.2 & 7**	**73 812**	**82 565**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(49 465)	(56 992)
Charges de personnel	8.2	(8 623)	(8 149)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(5 547)	(4 911)
Impôts et taxes	8.4	(2 391)	(2 627)
Autres produits opérationnels		1 185	1 541
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		**8 970**	**11 427**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	850	1 066
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		**9 820**	**12 493**
Pertes de valeur	9.1	(709)	(1 318)
Restructurations	9.2	(369)	(47)
Effets de périmètre	9.3	439	(85)
Autres éléments non récurrents	9.4	(151)	(4 945)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**9 030**	**6 098**
Charges financières		(3 845)	(3 340)
Produits financiers		2 003	1 177
RÉSULTAT FINANCIER	**10**	**(1 842)**	**(2 163)**
Impôt sur les bénéfices	11	(2 215)	(1 031)
RÉSULTAT NET		**4 973**	**2 903**
Résultat net part du Groupe		**4 106**	**2 208**
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		**867**	**695**
Résultat net part du groupe par action *(euros)* (1)	12	1,66	0,88
Résultat net part du groupe par action dilué *(euros)* (1)	12	1,65	0,88

(1) Conformément aux dispositions d'IAS 33 – Résultat par action, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
RÉSULTAT NET		**4 973**	**2 903**
Instruments de dette	14.1	(17)	325
Couverture d'investissement net	15	(265)	148
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	15	(271)	(83)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	15	4 261	(3 162)
Impôts différés sur éléments recyclables ou recyclés		(763)	765
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(175)	36
Écarts de conversion		206	(343)
Total éléments recyclables		**2 978**	**(2 315)**
Instruments de capitaux propres	14.1	225	120
Pertes et gains actuariels		404	(580)
Impôts différés sur éléments non recyclables		(75)	135
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		-	1
Total éléments non recyclables		**554**	**(324)**
Total éléments recyclables et non recyclables		**3 532**	**(2 639)**
RÉSULTAT GLOBAL		**8 505**	**264**
Dont quote-part du Groupe		7 586	(717)
Dont quote-part des participations ne donnant pas le contrôle		919	981

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État de la situation financière

ACTIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
ACTIFS NON COURANTS			
Goodwill	13.1	13 291	12 864
Immobilisations incorporelles nettes	13.2	7 964	8 449
Immobilisations corporelles nettes	13.3	64 388	57 950
Autres actifs financiers	14	7 722	14 817
Instruments financiers dérivés	14	6 689	12 764
Actifs de contrats	7	3	1
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	8 373	9 213
Autres actifs non courants	22	908	990
Actifs d'impôt différé	11	847	1 974
Total actifs non courants		**110 185**	**119 023**
ACTIFS COURANTS			
Autres actifs financiers	14	11 959	2 170
Instruments financiers dérivés	14	6 366	8 481
Créances commerciales et autres débiteurs	7	16 173	20 092
Actifs de contrats	7	9 229	9 530
Stocks	22	5 061	5 343
Autres actifs courants	22	12 395	13 424
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	16 928	16 578
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	1 248	-
Total actifs courants		**79 359**	**75 617**
TOTAL ACTIF		**189 544**	**194 640**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

PASSIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Capitaux propres part du Groupe		34 556	30 057
Participations ne donnant pas le contrôle	2	6 902	5 667
Total capitaux propres	**16**	**41 458**	**35 724**
PASSIFS NON COURANTS			
Provisions	17	15 909	18 792
Emprunts à long terme	14	42 880	37 920
Instruments financiers dérivés	14	7 695	16 755
Autres passifs financiers	14	97	82
Passifs de contrats	7	153	93
Autres passifs non courants	22	2 591	3 614
Passifs d'impôt différé	11	5 875	5 632
Total passifs non courants		**75 201**	**82 889**
PASSIFS COURANTS			
Provisions	17	17 712	13 801
Emprunts à court terme	14	9 127	9 367
Instruments financiers dérivés	14	5 951	7 806
Fournisseurs et autres créanciers	14	19 153	22 976
Passifs de contrats	7	3 818	3 960
Autres passifs courants	22	16 565	18 118
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	560	-
Total passifs courants		**72 884**	**76 027**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**189 544**	**194 640**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2022	**2 435**	**25 667**	**5 036**	**3 393**	**(668)**	**(1 422)**	**(189)**	**34 253**	**5 032**	**39 285**
Résultat net	-	-	2 208	-	-	-	-	2 208	695	2 903
Autres éléments du résultat global	-	-	(307)	-	(2 348)	(270)	-	(2 925)	286	(2 639)
Résultat global	**-**	**-**	**1 901**	**-**	**(2 348)**	**(270)**	**-**	**(717)**	**981**	**264**
Rémunération sur base d'actions	-	-	53	-	-	-	-	53	-	53
Dividendes distribués en numéraire [1]	-	(1 752)	(1 675)	-	-	-	-	(3 427)	(522)	(3 949)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(69)	-	-	-	12	(57)	-	(57)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée	-	-	(80)	-	-	-	-	(80)	-	(80)
Transactions entre actionnaires [2]	-	-	(99)	-	-	-	-	(99)	(68)	(168)
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	201	201
Changements normatifs	-	-	(5)	-	-	-	-	(5)	-	(5)
Autres variations [3]	-	-	137	-	-	-	-	137	4	140
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 435**	**23 916**	**5 198**	**3 393**	**(3 015)**	**(1 693)**	**(177)**	**30 057**	**5 667**	**35 724**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 16 "Éléments sur capitaux propres" des états financiers consolidés au 31 décembre 2023.

(2) Concerne principalement l'acquisition de la participation minoritaire détenue par Mitsui & Co., Ltd. ("Mitsui") dans International Power (Australia) Holdings Pty Limited ("IPAH") (voir Note 4 "Principales variations de périmètre" des états financiers consolidés au 31 décembre 2023).

(3) L'impact net concerne principalement la résolution du litige avec l'Administration fiscale française sur la cession sans recours de la créance de précompte opérée par le Groupe en 2005. Ce litige est présenté dans la Note 23 "Contentieux et enquêtes" des états financiers consolidés au 31 décembre 2023.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 435**	**23 916**	**5 198**	**3 393**	**(3 015)**	**(1 693)**	**(177)**	**30 057**	**5 667**	**35 724**
Résultat net	-	-	4 106	-	-	-	-	4 106	867	4 973
Autres éléments du résultat global	-	-	530	-	2 815	135	-	3 480	52	3 532
Résultat global	**-**	**-**	**4 636**	**-**	**2 815**	**135**	**-**	**7 586**	**919**	**8 505**
Rémunération sur base d'actions	-	(9)	98	-	-	-	-	90	-	90
Dividendes distribués en numéraire [1]	-	(2 882)	(621)	-	-	-	-	(3 503)	(627)	(4 130)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(105)	-	-	-	55	(49)	-	(49)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [1]	-	-	(80)	645	-	-	-	565	-	565
Transactions entre actionnaires [1]	-	-	(189)	-	-	-	-	(189)	912	724
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	30	30
Autres variations	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 435**	**21 025**	**8 937**	**4 038**	**(200)**	**(1 557)**	**(122)**	**34 556**	**6 902**	**41 458**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 16 "Éléments sur capitaux propres".

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
RÉSULTAT NET		**4 973**	**2 903**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(850)	(1 066)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		1 097	1 031
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		5 991	11 020
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(290)	136
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(136)	(2 430)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(441)	(382)
- Charge d'impôt	11	2 215	1 031
- Résultat financier	10	1 842	2 163
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**14 401**	**14 407**
+ Impôt décaissé		(1 030)	(1 687)
Variation du besoin en fonds de roulement	**22.1**	**(227)**	**397**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**13 144**	**13 117**
Investissements corporels et incorporels	13.2 & 13.3	(9 385)	(7 328)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	4 & 14	(670)	(1 392)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 & 4	(66)	(237)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	1 693	(1 675)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	13.2 & 13.3	75	122
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	4 & 14	279	27
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 & 4	529	131
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	32	(8)
Intérêts reçus d'actifs financiers		475	118
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		(12)	9
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres		(4 289)	(1 585)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(11 338)**	**(11 818)**
Dividendes payés [(1)]		(4 147)	(4 067)
Remboursement de dettes financières		(3 707)	(6 671)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(475)	15
Intérêts financiers versés		(1 732)	(1 058)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		750	569
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		69	134
Augmentation des dettes financières		6 087	10 716
Augmentation/diminution de capital		1 040	200
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(86)	(57)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	16	743	-
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**(1 457)**	**(218)**
Effet des variations de change et divers		2	(73)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**350**	**1 008**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a l'ouverture		**16 578**	**15 570**
Trésorerie et équivalents de trésorerie a la clôture		**16 928**	**16 578**

(1) La ligne "Dividendes payés" comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (voir Note 16 "Éléments sur capitaux propres").

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

6.2.2 Notes aux comptes consolidés

NOTE 1	Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés	344
NOTE 2	Principales filiales au 31 décembre 2024	346
NOTE 3	Participations dans les entreprises mises en équivalence	352
NOTE 4	Principales variations de périmètre	359
NOTE 5	Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière	361
NOTE 6	Information sectorielle	365
NOTE 7	Ventes	368
NOTE 8	Charges opérationnelles	371
NOTE 9	Autres éléments du résultat des activités opérationnelles	372
NOTE 10	Résultat financier	374
NOTE 11	Impôts	374
NOTE 12	Résultat par action	378
NOTE 13	Actifs immobilisés	378
NOTE 14	Instruments financiers	389
NOTE 15	Risques liés aux instruments financiers	402
NOTE 16	Éléments sur les capitaux propres	417
NOTE 17	Provisions	419
NOTE 18	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	426
NOTE 19	Paiements fondés sur des actions	432
NOTE 20	Transactions avec des parties liées	434
NOTE 21	Rémunérations des dirigeants	435
NOTE 22	Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs	435
NOTE 23	Contentieux et enquêtes	437
NOTE 24	Événements postérieurs à la clôture	441
NOTE 25	Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	442
NOTE 26	Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises	442

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 26 février 2025, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2024.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1.1 Référentiel comptable

En application du Règlement délégué (UE) n° 2019/980 de la Commission européenne du 14 mars 2019, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2023 et 2024 et sont établies conformément au Règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2024, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne [1].

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2024 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2023 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2024

- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* : classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants et passifs non courants assortis de clauses restrictives.
- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location* : passif locatif découlant d'une cession-bail.
- Amendements IAS 7 – *État des flux de trésorerie* et IFRS 7 – *Instruments financiers* : *Informations à fournir* – Accords de financement de fournisseurs.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2025 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 21 – *Effet des variations des cours des monnaies étrangères* : absence de convertibilité.
- IFRS 18 – *Présentation et informations des états financiers* [2].
- IFRS 19 – *Filiales sans responsabilité publique* : *Informations à fournir* [2].
- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers* et IFRS 7 – *Instruments financiers* : *Informations à fournir* – Classification et évaluation des instruments financiers [2].
- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers* et IFRS 7 – *Instruments financiers* : *Informations à fournir* - Contrats référençant de l'électricité dépendant de facteurs naturels [2].
- *Annual Improvements to IFRS* – Volume 11 [2].

Les analyses des incidences de l'application de ces textes sont en cours.

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

1.2.1 Convention du coût historique

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros et préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IFRS 9.

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1er janvier 2004.

1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1er janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1er janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les "Intérêts reçus d'actifs financiers" sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les "Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie" sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

(1) *Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne :http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410*
(2) *Ces textes n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.*

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.2.3.2 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de la situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en "écarts de conversion" au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que des produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la volatilité des marchés des matières premières et de la guerre en Ukraine, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement et la volatilité des marchés ont aussi été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et de l'électricité.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* (voir Note 13.1), des immobilisations incorporelles (voir Note 13.2) et des immobilisations corporelles (voir Note 13.3) ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers et la prise en compte des incertitudes dans les hypothèses clés retenues, notamment la mise à jour des principaux paramètres d'évaluation des instruments dérivés sur matières premières (voir Notes 14 et 15) ;
- l'évaluation des provisions et en particulier des provisions pour démantèlement, des provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (voir Notes 17 et 18) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit "en compteur" dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients, dans un contexte de variation des prix des matières premières (voir Note 7) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable (voir Note 11).

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas, de manière précise, des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (voir Notes 2 et 3) ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (voir Note 7) ;
- la comptabilisation, dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients (voir Note 7) ;
- la détermination des "activités normales", au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (voir Note 14) ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 - *Instruments financiers : Présentation* (voir Note 14) ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location (voir Note 13.3).

La liste des entités pour lesquelles le groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 2 “Principales filiales au 31 décembre 2024” et dans la Note 3 “Participations dans les entreprises mises en équivalence”.

1.3.3 Prise en compte des enjeux Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG) dans l’établissement des états financiers du Groupe

Des informations incluses dans ce chapitre constituent des éléments qui sont également requis dans le cadre de l’établissement de l’état de durabilité selon les normes européennes de *reporting* de durabilité ("ESRS", voir Section 3.1 "Etat de durabilité"). Ces éléments sont identifiés à l’aide d’un pictogramme **[ESRS]** et présentés dans la table de concordance disponible à la section 3.1.5 Annexes.

Lors de la préparation des états financiers consolidés, les Risques et Opportunités des sujets Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance, identifiés lors de l’analyse de double matérialité et décrits dans le Chapitre 3 “État de durabilité et plan de vigilance”, ont été pris en compte afin d’en déterminer les éventuels impacts significatifs sur l’information financière présentée.

Le Groupe a notamment exercé son jugement pour retenir les hypothèses reflétant les problématiques climatiques. En particulier, le Groupe a vérifié s’il existait des indications selon lesquelles des actifs non financiers pourraient s’être dépréciés ou si des provisions devaient être comptabilisées :

- les engagements pris par la France, l’Europe et les différents États au plan international, en particulier en matière de neutralité carbone à moyen et long terme, sont pris en compte (i) dans l’évaluation de la valeur des actifs du Groupe notamment au travers des scénarios de prix long terme utilisés dans les tests de dépréciation (voir Note 13.4), ainsi que (ii) dans l’évaluation des provisions pour démantèlement, notamment en appréciant la durée d’utilité des infrastructures gazières en France en fonction de l’évolution attendue du mix énergétique (voir Note 17) ;
- les engagements pris spécifiquement par ENGIE sont également reflétés dans l’évaluation de la valeur des actifs du Groupe (voir Note 13.4.1), en particulier (i) la sortie complète des activités charbon d’ici 2027, qui concerne au premier plan l’Amérique du Sud, en fonction des perspectives propres à chaque actif (fermeture, conversion ou cession et arrêt de ventes) et (ii) la réduction progressive de l’intensité carbone des activités de production d’électricité du Groupe vers un *net zero* d’ici 2045 et plus largement l’orientation stratégique des investissements en faveur de la transition énergétique via l’accroissement de son parc d’énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz décarboné confirmant, par là même, un scénario mixte Gaz/Électricité dans les projections à long terme faites par le Groupe à réglementation/modalités de rémunération inchangées pour les actifs régulés en France notamment, et le développement d’offres de services décarbonées.

Par ailleurs, les hypothèses reflétant les autres problématiques ESG ont été appréciées afin d’identifier la nécessité de comptabiliser une provision (voir Note 17) ou donner une information complémentaire (voir Note 23) en lien avec les sujets suivants :

- la reconstitution ou la remise en état des sites (par exemple : obligations de démantèlement des infrastructures, dépollution des sols) ;
- l’exposition du Groupe à des risques relatifs aux personnes, à des litiges commerciaux et autre risque juridique en cas de non-respect d’une réglementation ou d’une législation, ou encore à d’autres contentieux et enquêtes au titre des activités propres du Groupe (voir Note 23).

Pour rappel, la gestion des risques climatiques et environnementaux, les risques sociaux et sociétaux ainsi que leurs enjeux pour le Groupe sont présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle interne" et le Chapitre 3 "État de durabilité et plan de vigilance" du Document d’enregistrement universel. **[ESRS 2 - SBM-3]**

NOTE 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2024

PRINCIPES COMPTABLES

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d’IFRS 10 – *États financiers consolidés*. Le Groupe contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l’investisseur dispose de droits effectifs lui conférant la capacité de diriger les activités pertinentes de l’entité ;
- l’investisseur a droit et est exposé aux rendements variables de l’entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l’investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influer sur ces rendements.

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2024

En application du règlement n° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l’Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;
- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d’affaires, total des capitaux propres…) ou des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.engie.com, rubrique Investisseurs/Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (voir Note 14.1.1.1) en tant que “Instruments de capitaux propres à la juste valeur”.

La liste des principales filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et endettement financier net. Les principales participations mises en équivalence (entreprises associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Certaines sociétés, à l'instar d'ENGIE SA, d'ENGIE Énergie Services SA, ou d'Electrabel SA, comportent des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différents secteurs reportables. Dans les tableaux qui suivent, ces activités opérationnelles et fonctions de siège sont présentées au sein de leur secteur reportable respectif sous la dénomination de leur société d'origine suivie du signe *.

Renouvelables

			% d'intérêt	
Nom	Activité	Pays	31 déc. 2024	31 déc. 2023
BTE Renewables	Production et ventes d'électricité	Afrique du Sud	60,0	60,0
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	50,0	50,0
ENGIE Energía Perú*	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Renouvelables	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Romania* (1)	Ventes d'énergie	Roumanie	63,0	51,0
Groupe ENGIE Brasil Energia *	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Jupiter Equity Holding	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0
Kathu Solar Park	Production et ventes d'électricité	Afrique du Sud	57,7	57,7
Mercury Equity Holding	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0
Saturn Equity Holding (2)	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	100,0
Saturn Storage Equity Holdings (2)	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	100,0
Tacoma Equity Holdco (2)	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	-

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.
(2) En septembre 2024, le Groupe a finalisé la cession d'un pourcentage minoritaire dans un portefeuille d'actifs de stockage et d'énergies renouvelables de 2,7 GW aux États-Unis.

Infrastructures

			% d'intérêt	
Nom	Activité	Pays	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Elengy	Terminaux méthaniers	France	60,8	60,8
ENGIE Romania* (1)	Distribution de gaz naturel	Roumanie	63,0	51,0
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	60,8	60,8
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia*	Transport d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile*	Transport d'électricité	Chili	60,0	60,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy) (2)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	60,8	60,8
Storengy Deutschland	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.
(2) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.

Energy Solutions

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2024	% d'intérêt 31 déc. 2023
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5
Energie SaarLorLux AG	Services à l'énergie	Allemagne	51,0	51,0
ENGIE Deutschland	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA*	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0

FlexGen

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2024	% d'intérêt 31 déc. 2023
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Energía Perú*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Energie Nederland N.V.*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Thermique France	Production d'électricité, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Royaume-Uni	75,0	75,0
Group Broad Reach Power	Stockage par batteries	États-Unis	100,0	100,0
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Chili	60,0	60,0
Pelican Point Power Limited	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Australie	100,0	100,0
UCH Power Limited	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pakistan	100,0	100,0

Retail

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2024	% d'intérêt 31 déc. 2023
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania* (1)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergie	Roumanie	63,0	51,0
ENGIE SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	100,0	100,0

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

Nucléaire

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2024	% d'intérêt 31 déc. 2023
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions nucléaires	Belgique	100,0	100,0

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2024	% d'intérêt 31 déc. 2023
Cogac	*Holding*	France	100,0	100,0
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG*	*Holding, Energy management trading*	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding B.V.	*Holding, Energy management trading*	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V.*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA*	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Energy Management*	*Energy management trading*	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
Engie Energy Services International SA	*Holding*	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Finance SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	*Energy management trading*	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	*Holding* – société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A*	*Holding, Energy management trading*	Italie	100,0	100,0
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, Gaz naturel, GNL, Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania*(1)	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	63,0	51,0
ENGIE SA*	Holding – société mère, *Energy management trading*, ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Group Participations	*Holding*	France	100,0	100,0
Genfina	*Holding*	Belgique	100,0	100,0
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
International Power Limited	*Holding*	Royaume-Uni	100,0	100,0
Tractebel Engineering International	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

2.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe aux rendements variables de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

GRTgaz (Infrastructures France) (1) : 60,8%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 38,6% du capital de GRTgaz a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3e directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe

(1) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.

estime qu'il détient le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) compte tenu de sa capacité à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et à prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionnariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ;
- règles de nomination des membres clés de la direction ;
- relations contractuelles et transactions significatives.

La principale entité consolidée en intégration globale dans laquelle le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote au 31 décembre 2024 est la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%).

La Compagnie Nationale du Rhône ("CNR" – Renouvelables France) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98%, et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2%. Le solde, soit 16,82%, est dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi "Murcef" selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert entre les actionnaires minoritaires.

2.3 Principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau ci-après présente les filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives aux capitaux propres, au résultat net au 31 décembre 2024 et au 31 décembre 2023, ainsi que les dividendes versés à ces participations ne donnant pas le contrôle :

En millions d'euros		Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
Noms	**Activités**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France) (1)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	39,2	39,2	121	158	1 581	1 611	175	194
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) (2)	Production et ventes d'électricité – parc thermique	40,0	40,0	67	(147)	592	504	20	0
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie) (3)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	37,0	49,0	82	70	567	671	16	(0)
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) (2)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	204	145	686	569	83	58
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) (2)	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydro-électrique	38,2	38,2	33	5	441	412	11	12
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				360	464	3 036	1 900	321	258
TOTAL				**867**	**695**	**6 902**	**5 667**	**627**	**522**

(1) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.
(2) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que la société ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.
(3) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

2.3.1 Informations financières résumées sur les principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-Groupe.

	Groupe GRTgaz [1]		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania [2]	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 562	2 623	1 597	1 732	1 747	2 111
Résultat net	309	403	168	(367)	191	142
Résultat net part du Groupe	188	245	101	(220)	110	72
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	16	56	62	(43)	(26)	(7)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**204**	**301**	**163**	**(264)**	**83**	**65**
État de situation financière						
Actifs courants	1 050	1 189	1 154	1 170	727	796
Actifs non courants	9 675	9 780	3 885	3 058	1 270	1 062
Passifs courants	(1 418)	(1 325)	(586)	(655)	(345)	(398)
Passifs non courants	(5 270)	(5 532)	(2 985)	(2 325)	(137)	(102)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**4 036**	**4 112**	**1 469**	**1 247**	**1 515**	**1 358**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 581**	**1 611**	**592**	**504**	**567**	**671**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 064	1 090	603	482	391	412
Flux issus des activités d'investissement	(495)	(486)	(580)	(424)	(208)	(148)
Flux issus des activités de financement	(588)	(616)	160	86	(137)	(254)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [3]	**(19)**	**(13)**	**183**	**144**	**47**	**11**

(1) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.
(2) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.
(3) Hors effet des variations de change et divers.

	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Compte de résultat				
Chiffre d'affaires	1 924	1 979	664	704
Résultat net	642	434	86	12
Résultat net part du Groupe	438	288	53	8
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(176)	(73)	45	(24)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**262**	**216**	**98**	**(17)**
État de situation financière				
Actifs courants	1 141	1 691	581	543
Actifs non courants	6 404	5 571	1 842	1 778
Passifs courants	(897)	(1 081)	(375)	(372)
Passifs non courants	(4 928)	(4 875)	(893)	(870)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**1 720**	**1 306**	**1 155**	**1 079**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTROLE	**686**	**569**	**441**	**412**
État des flux de trésorerie				
Flux issus des activités opérationnelles	1 267	1 309	239	162
Flux issus des activités d'investissement	(1 482)	(711)	(94)	(94)
Flux issus des activités de financement	(3)	(39)	(60)	(72)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [1]	**(218)**	**559**	**86**	**(4)**

(1) Hors effet des variations de change et divers.

NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

PRINCIPES COMPTABLES

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Une entreprise associée est une entité sur laquelle le Groupe exerce une influence notable.

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2024 et au 31 décembre 2023 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 043	4 259
Participations dans les coentreprises	4 330	4 954
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**8 373**	**9 213**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	329	486
Quote-part du résultat net des coentreprises	522	580
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**850**	**1 066**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les "Autres éléments du résultat global"	91	11
Quote-part des coentreprises dans les "Autres éléments du résultat global"	(266)	26
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**(175)**	**37**

À noter que les pertes de valeur comptabilisée sur les sociétés mise en équivalence sont commentées dans la Note 13.4.

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité.

  Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités "projet" ou "mono-actif" car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des droits porte sur les activités pertinentes résiduelles (celles qui ont un impact significatif sur les rendements variables de l'entité) ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe aux rendements variables de l'entité.

  Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumises, selon les cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Contrôle conjoint – distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des "autres faits et circonstances" fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS *Interpretation Committee* "IFRS IC" (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2024.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 Contribution des entreprises associées aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne "Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence" du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste d'entreprises associées jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe "Quote-part du résultat net des entreprises associées", "Participations dans les entreprises associées", total bilan des entreprises associées exprimé en quote-part du Groupe, entités associées portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs (capacité à 100%).

En millions d'euros			Pourcentage d'intégration des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
Noms	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats arabes unis, Oman, Koweit) [(1)]	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				1 326	1 346	174	176	29	24	205	143
Movhera	Centrales hydrauliques	1 702 MW	40,00	40,00	549	556	23	31	(5)	11	26	8
Energia Sustentável do Brasil (Brésil)	Centrales hydrauliques	3 675 MW	40,00	40,00	584	596	17	10	-	-	-	-
GASAG (Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,58	289	255	18	26	33	(36)	17	15
Eolia Renovables	Éolien	963 MW	40,00	40,00	358	343	8	14	7	(3)	-	28
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					938	1 163	89	227	26	15	131	122
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**4 043**	**4 259**	**329**	**486**	**91**	**11**	**378**	**316**

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé "sociétés projets au Moyen-Orient". Ce regroupement comprend principalement près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité installée totale de 26 386 MW (à 100%).

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de "Power and water purchase agreement" sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans.

Les centrales correspondantes sont, sur base des modalités contractuelles, comptabilisées selon IFRIC 12, IFRS 16 ou IAS 16 en tant qu'immobilisations corporelles ou en tant que créances financières. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droits de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -89 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre +18 millions d'euros en 2023) composés essentiellement d'une perte de valeur sur les actifs de production thermique en Italie. (voir Note 5.3 "Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)").

3.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des transactions intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE", les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2024											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 686	703	150	852	2 985	18 254	3 302	12 569	5 361	-	1 326
Energia Sustentável do Brasil	610	44	-	44	201	2 842	1 590	(7)	1 460	40,00	584
Movhera	402	58	(11)	46	212	2 015	93	763	1 372	40,00	549
GASAG	1 632	56	105	161	1 294	1 920	2 218	240	918	31,57	289
Eolia Renovables	128	20	17	37	119	2 130	195	1 147	894	40,00	358
AU 31 DÉCEMBRE 2023											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 886	714	88	802	2 635	18 229	2 856	12 785	5 223	-	1 346
Energia Sustentável do Brasil	625	24	-	24	286	3 276	2 077	(5)	1 489	40,00	596
Movhera	434	78	28	106	249	2 055	85	829	1 390	40,00	556
GASAG	2 283	84	(112)	(28)	1 640	2 058	2 643	247	809	31,57	255
Eolia Renovables	177	36	(7)	29	138	2 165	226	1 219	858	40,00	343

3.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2024.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	223	7	59	149	-	-
Contassur [1]	-	-	-	260	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	127	-	-	-	-	12	-
Movhera	-	56	10	27	95	-	-
Autres	95	60	11	49	109	17	4
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**221**	**338**	**28**	**396**	**356**	**29**	**4**

(1) Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité. Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'"Autres actifs" dans l'état de la situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 260 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 242 millions d'euros au 31 décembre 2023.

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 Contribution des coentreprises aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, ainsi que la ligne "Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence" du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe "Quote-part du résultat net des coentreprises", "Participations dans les coentreprises", total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

En millions d'euros

			% d'intégration des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
Noms	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (Brésil) [1]	Réseau de transport de gaz		50,00	65,00	582	1 059	343	368	(119)	29	417	387
National Central Cooling Company – "Tabreed" (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	925	872	56	34	(21)	35	44	39
EcoÉlectrica (Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	534 MW	50,00	50,00	306	293	55	52	-	-	63	61
Portefeuille d'actifs de production (Portugal) [2]	Production d'électricité	864 MW	-	50,00	34	218	23	34	(16)	(2)	6	40
WSW Energie und Wasser AG (Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	217	197	36	(33)	-	-	17	19
Iowa University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		39,10	39,10	236	222	6	6	(1)	(1)	5	4
Ocean Winds [3]	Production d'électricité	1 465 MW	50,00	50,00	187	415	(138)	6	(107)	(47)	-	-
Georgetown University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	176	200	6	7	-	-	-	-
Ohio State Energy Partners (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	22	50	(17)	(25)	2	9	16	17
Megal GmbH (Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	52	55	2	-	-	-	4	6
Transmisora Eléctrica del Norte (Chili) [4]	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	134	114	5	3	-	(3)	-	-
Energia Mayakan (Mexique) [5]	Réseau de transport de gaz		50,00		355	-	12		-	-	4	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 103	1 260	134	128	(4)	5	143	142
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**4 330**	**4 954**	**522**	**580**	**(266)**	**26**	**719**	**715**

(1) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) est de 44,52%.
(2) Fin 2024, ENGIE a finalisé, avec Marubeni, une transaction visant à partager, entre les parties, le portefeuille des actifs de production au Portugal, jusqu'ici détenu par la joint-venture TrustEnergy.
(3) Le résultat de la période comprend une perte de valeur comptabilisée sur les projets offshore aux États-Unis (voir Note 13.4).
(4) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transmisora Eléctrica del Norte est de 30%.
(5) En décembre 2024, le Groupe a finalisé, une cession partielle de son intérêt dans Mayakan pour atteindre une participation de 50% au 31 décembre 2024 (voir Note 4.1.2).

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -123 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre -39 millions d'euros en 2023). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (voir Note 5.3 "Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)").

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des transactions intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition pour ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE" de l'état de la situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

3.2.2.1 Informations sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2024							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 554	(189)	(303)	(166)	686	(292)	394
National Central Cooling Company "Tabreed"	-	(8)	(2)	(13)	139	(52)	87
EcoÉlectrica	-	-	1	(1)	57	-	57
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	175	(27)	(13)	(16)	56	(14)	42
WSW Energie und Wasser AG	1 064	(12)	-	(59)	106	1	107
Iowa University partnership	-	-	-	-	6	(1)	5
Ocean Winds	87	(20)	(71)	-	(289)	(214)	(503)
Georgetown University partnership	-	-	-	-	6	-	5
Ohio State Energy Partners	-	-	1	-	(16)	2	(14)
Megal GmbH	123	(66)	(3)	1	3	-	3
Transmisora Eléctrica del Norte	72	-	(29)	(5)	12	13	25
Energia Mayakan	60	(10)	(3)	(6)	24	1	25
AU 31 DÉCEMBRE 2023							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 672	(234)	(308)	(295)	566	45	610
National Central Cooling Company "Tabreed"	-	(8)	(5)	39	84	89	173
EcoÉlectrica	185	(31)	2	(6)	104	-	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	456	(48)	(19)	(28)	97	(7)	90
WSW Energie und Wasser AG	2 338	(19)	(4)	8	(118)	-	(118)
Iowa University partnership	89	-	(21)	-	15	5	20
Ocean Winds	39	(7)	124	(5)	13	(94)	(81)
Georgetown University partnership	81	(2)	(21)	(1)	13	5	18
Ohio State Energy Partners	188	(1)	(66)	-	(50)	15	(35)
Megal GmbH	122	(70)	(4)	2	-	-	-
Transmisora Eléctrica del Norte	71	-	(32)	(5)	9	(4)	4

3.2.2.2 Informations sur l'état de la situation financière

En millions d'euros	Trésorerie et équivalents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2024										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	360	370	4 531	533	151	2 555	1 419	1 165	50,00	582
National Central Cooling Company "Tabreed"	430	288	3 378	14	329	1 633	99	2 481	40,00	925
EcoÉlectrica	4	94	557	7	18	-	17	613	50,00	306
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	35	139	274	58	52	262	7	69	50,00	34
WSW Energie und Wasser AG	206	327	510	90	405	97	146	634	33,10	217
Iowa University partnership	7	14	1 254	8	10	652	-	605	39,10	236
Ocean Winds	359	95	5 144	3 264	456	900	386	596	50,00	187
Georgetown University partnership	3	19	1 080	22	18	711	-	351	50,00	176
Ohio State Energy Partners	-	74	1 567	47	48	1 479	22	45	50,00	22
Megal GmbH	13	6	607	50	14	396	59	107	49,00	52
Transmisora Eléctrica del Norte	77	26	757	38	5	549	-	268	50,00	134
Energia Mayakan	144	104	1 351	2	169	587	132	709	50,00	355
AU 31 DÉCEMBRE 2023										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	269	479	6 119	569	299	2 672	1 699	1 629	65,00	1 059
National Central Cooling Company "Tabreed"	450	254	3 713	-	233	1 737	94	2 352	40,00	872
EcoÉlectrica	4	76	543	3	17	-	17	587	50,00	293
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	285	403	550	101	236	372	51	479	50,00	218
WSW Energie und Wasser AG	68	422	878	211	277	222	96	562	33,10	197
Iowa University partnership	1	17	1 146	4	7	586	-	568	39,10	222
Ocean Winds	313	-	3 786	1 670	514	773	314	830	50,00	415
Georgetown University partnership	-	6	964	-	-	569	2	399	50,00	200
Ohio State Energy Partners	12	71	1 452	-	64	1 353	19	99	50,00	50
Megal GmbH	48	15	644	170	39	341	46	112	49,00	55
Transmisora Eléctrica del Norte	75	12	625	36	7	585	-	83	50,00	42

3.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2024 :

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
EcoÉlectrica	-	-	-	-	-	-	-
WSW Energie und Wasser AG	-	14	-	4	-	-	-
Megal GmbH	66	-	-	-	-	-	-
Futures Energies Investissements Holding	66	29	10	6	152	10	-
Ocean Winds	-	-	17	1	515	-	-
Autres	51	136	17	28	92	5	1
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**184**	**179**	**44**	**39**	**759**	**15**	**1**

3.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

3.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), et ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à -1 million d'euros au 31 décembre 2024 (contre 37 millions d'euros au 31 décembre 2023).

3.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2024, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent :

- Energia Sustentável do Brasil ("Jirau") pour un montant global de 3 782 millions de reals brésiliens (649 millions d'euros). Au 31 décembre 2024, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 9 455 millions de reals brésiliens (1 622 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 97 millions d'euros au titre essentiellement de garanties bancaires ;
- les sociétés projets au Moyen-Orient pour un montant global de 647 millions d'euros. Ces engagements et garanties concernent principalement :
  - des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 200 millions d'euros,
  - des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 167 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent à celles-ci, notamment lorsque ces financements sont sans recours, de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de six mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit,
  - des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 287 millions d'euros,
- Ocean Winds pour un montant total de 1 566 millions d'euros qui se rapporte essentiellement à des engagements de mise de fonds portant sur des projets en phase de construction à hauteur de 1 179 millions d'euros.

NOTE 4 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

PRINCIPES COMPTABLES

Conformément à la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de la situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Si l'actif classé comme détenu en vue de la vente ne satisfait plus les conditions mentionnées ci-dessus il sera reclassé conformément à la norme.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

4.1 Cessions finalisées au cours de l'exercice 2024

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice sur l'endettement financier net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO ou DBOO [(1)], sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession d'une participation de 15% dans Transportadora Associada de Gás S.A.	420	420
Cession d'une participation de 50% dans Energia Mayakan S. de R.L. de C.V.	193	206
Autres opérations de cession individuellement non significatives	236	321
Effets du classement en "actifs classés comme détenus en vue de la vente"	-	(65)
TOTAL	**849**	**882**

4.1.1 Cession d'une participation de 15% dans Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG")

ENGIE a finalisé, en janvier 2024, la cession partielle d'une participation de 15% dans TAG à la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) (partenaire actuel). À l'issue de cette transaction, TAG reste comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence. Le pourcentage de détention du Groupe s'élève désormais à 50% et le pourcentage d'intérêt net à 44,5%. Cette cession partielle s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 0,4 milliard d'euros et par un résultat de cession net d'impôt de 0,2 milliard d'euros.

4.1.2 Cession d'une participation de 50% dans Energia Mayakan S. de R.L. de C.V. ("Mayakan")

ENGIE a finalisé, en décembre 2024, la cession partielle à Macquarie d'une participation de 50% dans Mayakan. À l'issue de cette transaction, qui a préalablement impliqué le rachat, par ENGIE, de la quote-part du capital détenu par le partenaire minoritaire (EXI), le Groupe et Macquarie détiennent désormais Mayakan à parts égales. Cette cession partielle s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 0,2 milliard d'euros. L'effet sur le compte de résultat (+0,2 milliard d'euros) avait déjà été acté dans les comptes au 30 juin 2024 en "Effets de périmètre", au titre de la revalorisation de la quote-part d'intérêt conservée dans la société compte tenu du changement de gouvernance opéré sur le premier semestre 2024 (perte de contrôle dans Mayakan et application de la méthode de mise en équivalence).

(1) Develop, Build, Share and Operate (DBSO) ou Develop, Build, Own and Operate (DBOO), modèles utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés.

4.1.3 Actifs classés comme détenus en vue de la vente

Au 31 décembre 2024, le total des "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" et le total des "Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente" s'élèvent respectivement à 1 248 et 560 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2024
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	1
Autres actifs	1 247
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**1 248**
Dettes financières nettes	(65)
Autres passifs	625
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**560**

Les actifs suivants sont classés comme détenus en vue de la vente compte tenu du degré de probabilité élevé que ces transactions soient finalisées dans les 12 mois :

- **Touat** (E&P, Algérie) – accord signé le 20 décembre 2024 avec le groupe thaïlandais PTTEP et l'énergéticien italien ENI (actionnaire actuel). Cette transaction porte sur la cession complète de la participation mise en équivalence du Groupe (46%) dans E&E Algeria Touat BV (société détentrice d'une part de 65% dans le groupement TouatGaz, en partenariat avec Sonatrach, opérant le gisement gazier de Touat en Algérie). En raison de l'écart entre le prix de cession et la valeur de mise en équivalence, une reprise de perte de valeur de 0,2 milliard d'euros a été comptabilisée dans les comptes du 31 décembre 2024. Une fois finalisée, la transaction devrait réduire l'endettement financier net du Groupe de 0,4 milliard d'euros ;
- **Safi** (centrale thermique au charbon, Maroc) – accord signé le 4 décembre 2024 avec Nareva (un des actionnaires actuels). Cette transaction porte sur la cession d'une partie (15,66%) de la participation mise en équivalence du Groupe dans SAFIEC SA ("Safi"), exploitant la centrale électrique au charbon de Safi au Maroc. Compte tenu de la cession partielle, seule la quote-part cédée est classée comme actifs détenus en vue de la vente. En raison de l'écart entre le prix de cession et la valeur de mise en équivalence, une dépréciation de 0,1 milliard d'euros a été comptabilisée dans les comptes du 31 décembre 2024. La transaction a été finalisée le 21 janvier 2025. Compte tenu des modifications de gouvernance effectives depuis le *closing*, l'intérêt résiduel du Groupe dans Safi (17,67%) sera – dès 2025 – comptabilisé comme un instrument de capitaux propres selon la norme IFRS 9 ;
- **Uch** (centrales thermiques au gaz, Pakistan) – accord signé le 12 juillet 2024 avec Mindbridge & Sapphire. Cette transaction porte sur la cession complète de deux filiales, Uch Power Limited et Uch-II Power Limited. Les entités possèdent et exploitent des centrales électriques au gaz au Pakistan. En raison de l'écart entre le prix de cession et la valeur comptable des actifs, une dépréciation de 0,2 milliard d'euros a été comptabilisée dans les comptes du 31 décembre 2024. Une fois finalisée, la transaction devrait réduire l'endettement financier net du Groupe de 0,2 milliard d'euros.
- **Gaztransport & Technigaz (GTT)** – enfin, la participation résiduelle d'ENGIE dans GTT est également classée en "Actifs destinés à être cédés" compte tenu de la signature de la vente à terme (échéance septembre 2025) signée en mars 2024. Cette transaction sécurise ainsi la sortie complète d'ENGIE du capital de la société.

4.2 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2024

L'ensemble des Capex financiers réalisés au cours de l'exercice (acquisitions pour l'essentiel, y compris investissements financiers dans les sociétés mises en équivalence) a eu une incidence de 1 415 millions d'euros sur l'endettement financier net. La principale opération concerne l'acquisition au Brésil, en mars 2024, de cinq complexes photovoltaïques d'une capacité installée totale de 545 MW auprès d'Atlas. La participation est consolidée par intégration globale. L'impact de cette transaction sur l'endettement financier net du Groupe s'élève à 0,6 milliard d'euros.

NOTE 5 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS.

5.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**9 820**	**12 493**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	309	(2 430)
Dotations nettes aux amortissements et autres	5 129	4 886
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	97	47
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	212	22
EBITDA	**15 566**	**15 017**
Nucléaire	2 174	1 285
EBITDA HORS NUCLÉAIRE	**13 393**	**13 732**

5.2 EBIT

La réconciliation entre l'EBIT et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**9 820**	**12 493**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	309	(2 430)
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	212	22
EBIT	**10 341**	**10 084**
Nucléaire	1 448	605
EBIT HORS NUCLÉAIRE	**8 893**	**9 479**

5.3 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**4 106**	**2 208**
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		867	695
Résultat net		**4 973**	**2 903**
Rubriques du passage entre le "Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence" et le "Résultat des activités opérationnelles"		**790**	**6 395**
Pertes de valeur	*9.1*	*709*	*1 318*
Restructurations	*9.2*	*369*	*47*
Effets de périmètre	*9.3*	*(439)*	*85*
Autres éléments non récurrents	*9.4*	*151*	*4 945*

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Autres éléments retraités		**636**	**(3 092)**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*8*	*309*	*(2 430)*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*10*	*(16)*	*-*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*10*	*-*	*(8)*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*10*	*49*	*13*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*10*	*(98)*	*183*
Autres effets impôts retraités		*181*	*(872)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*212*	*22*
Résultat net récurrent		**6 399**	**6 206**
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		867	839
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**5 531**	**5 366**

5.4 Capitaux engagés industriels

La réconciliation entre les capitaux engagés industriels et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	72 352	66 399
(+) *Goodwill*	13 291	12 864
(-) Goodwill Gaz de France – SUEZ et International Power [1]	*(7 188)*	*(7 229)*
(+) Créances IFRS 16 et IFRIC 12	2 861	3 348
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	8 373	9 213
(-) Goodwill International Power [1]	*-*	*(39)*
(+) Actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires	12 896	9 984
(+) Marges Initiales	2 077	1 276
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	16 173	20 092
(-) Appels de marge [1][2]	*(3 697)*	*(3 207)*
(+) Stocks	5 061	5 343
(+) Actifs de contrats	9 232	9 531
(+) Autres actifs courants et non courants	13 304	14 414
(+) Impôts différés	(5 028)	(3 658)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres [1][2]	*(35)*	*(745)*
(-) Provisions	(33 621)	(32 593)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) [1]	*1 170*	*1 500*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(19 153)	(22 976)
(+) Appels de marge [1][2]	*1 877*	*3 269*
(-) Passifs de contrats	(3 971)	(4 053)
(-) Autres passifs courants et non courants	(19 260)	(21 777)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**66 714**	**60 957**

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.
(2) Les appels de marge inclus dans les rubriques "Créances commerciales et autres débiteurs" et "Fournisseurs et autres créanciers" correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

5.5 *Cash flow* des opérations (CFFO)

La réconciliation entre le *cash flow* des opérations (CFFO) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 401	14 407
Impôt décaissé	(1 030)	(1 687)
Variation du besoin en fonds de roulement	(227)	397
Intérêts reçus d'actifs financiers	475	118
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	(12)	9
Intérêts financiers versés	(1 732)	(1 058)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	750	569
Nucléaire – dépenses de démantèlement des installations et retraitement, stockage du combustible	435	321
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(475)	15
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	*475*	*(15)*
***CASH FLOW* DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**13 060**	**13 075**

5.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et investissements de croissance

La réconciliation entre les investissements corporels, incorporels et financiers (Capex) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Investissements corporels et incorporels	9 385	7 328
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	670	1 392
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*184*	*204*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	66	237
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(1 693)	1 675
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	4 289	1 585
(+) Autres	*(4)*	-
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	(743)	-
Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [(1)]	-	(62)
(-) Investissements financiers Synatom / Cessions d'actifs financiers Synatom	(2 495)	(3 082)
(+) Variation de périmètre – Acquisitions	311	1 338
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**9 970**	**10 614**
(-) Investissements de maintenance	(2 678)	(2 524)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	**7 292**	**8 091**

(1) Opérations "Develop, Build, Share & Operate" ; y compris financements Tax Equity reçus.

5.7 Endettement financier net

La réconciliation entre l'endettement financier net et les rubriques de l'état de la situation financière est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
(+) Emprunts à long terme	14.2 & 14.3	42 880	37 920
(+) Emprunts à court terme	14.2 & 14.3	9 127	9 367
(+) Instruments financiers passifs	14.4	13 646	24 561
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*(13 083)*	*(23 973)*
(-) Autres actifs financiers	14.1	(19 681)	(16 987)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		*14 022*	*8 891*
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		*1 129*	*2 124*
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		*2 655*	*4 558*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	14.1	(16 928)	(16 578)
(-) Instruments financiers actifs	14.4	(13 055)	(21 245)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*12 510*	*20 854*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**33 223**	**29 493**

5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**14.3**	**33 223**	**29 493**
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et démantèlement des installations nucléaires	17	24 531	23 887
Autres passifs nucléaires	17	822	816
Provisions pour démantèlement des installations hors nucléaires	17	1 569	1 384
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	18	827	957
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*239*	*253*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	18	(260)	(242)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	18	3 765	3 962
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(2 460)*	*(2 578)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(918)	(1 013)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*513*	*541*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créances Electrabel envers EDF	17 & 22	(13 978)	(10 944)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**47 874**	**46 517**

NOTE 6 INFORMATION SECTORIELLE

6.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

Jusqu'au 31 janvier 2025, ENGIE est organisé autour de :

- quatre *Global Business Units (GBU)* représentant les quatre métiers clés du Groupe : GBU Renouvelables, GBU Infrastructures, GBU *Energy Solutions*, et GBU *FlexGen & Retail* ;
- deux entités opérationnelles métier : Nucléaire et Global Energy Management & Sales ("GEMS") ; et
- un ensemble Autres regroupant principalement les fonctions *Corporate*, Tractebel depuis le changement de responsabilité managériale opéré le 1er mai 2024 ainsi que certaines *Holdings*.

Les secteurs reportables sont identiques aux secteurs opérationnels, et correspondent aux activités des GBU et entités opérationnelles métiers :

- **Renouvelables :** regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, l'éolien en mer et le stockage par batterie associé à un actif renouvelable. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité ;
- **Infrastructures :** englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène…) ;
- ***Energy Solutions* :** englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable) ;
- ***FlexGen* :** comprend les activités permettant de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité, par pompage ou par batterie) et de flexibilité aval (effacement ou déplacement de la consommation des clients *BtoC*). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène bas carbone. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité ;
- ***Retail* :** englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux particuliers. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels ;
- **Nucléaire :** englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) dont cinq en activité et des droits de tirage en France ;
- **Autres** regroupe les activités de GEMS ainsi que du *Corporate*, de Tractebel et des *holdings*. L'entité opérationnelle métier GEMS est en charge au niveau mondial de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la gestion des risques et de l'optimisation des actifs sur les marchés. Elle vend de l'énergie aux entreprises, et propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients.

L'organisation du Groupe a évolué à partir du 1er février 2025 (voir Note 24 "Évènements postérieurs à la clôture"), sans incidence sur l'information sectorielle présentée au 31 décembre 2024.

6.2 Indicateurs clés par secteur reportable

CHIFFRE D'AFFAIRES

	31 déc. 2024			31 déc. 2023 (1)		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Renouvelables	5 467	170	5 637	5 512	172	5 684
Infrastructures	7 231	1 045	8 276	6 873	1 032	7 905
Energy Solutions	9 853	280	10 133	10 405	357	10 762
FlexGen	4 937	1 390	6 327	5 264	2 508	7 772
Retail	14 070	406	14 476	16 443	367	16 810
Nucléaire	68	3 664	3 732	118	2 325	2 444
Autres	32 187	4 195	36 382	37 949	6 832	44 781
Dont GEMS	*31 377*	*4 131*	*35 507*	*37 221*	*6 776*	*43 997*
Élimination des transactions internes		(11 151)	(11 151)		(13 593)	(13 593)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**73 812**	-	**73 812**	**82 565**	-	**82 565**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	3 001	2 665
Infrastructures	4 362	4 151
Energy Solutions	842	831
FlexGen	1 878	1 929
Retail	938	821
Autres	2 372	3 335
Dont GEMS	*2 663*	*3 829*
TOTAL EBITDA HORS NUCLÉAIRE	**13 393**	**13 732**
Nucléaire	2 174	1 285
TOTAL EBITDA	**15 566**	**15 017**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	2 198	2 005
Infrastructures	2 460	2 265
Energy Solutions	356	367
FlexGen	1 467	1 513
Retail	695	569
Autres	1 718	2 761
Dont GEMS	*2 382*	*3 551*
TOTAL EBIT HORS NUCLÉAIRE	**8 893**	**9 479**
Nucléaire	1 448	605
TOTAL EBIT	**10 341**	**10 084**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Renouvelables	(4)	203
Infrastructures	411	446
Energy Solutions	100	22
FlexGen	286	355
Retail	-	-
Nucléaire	-	-
Autres	57	40
Dont GEMS	*10*	*32*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**850**	**1 066**

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 329 millions d'euros et 522 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 486 millions d'euros et 580 millions d'euros au 31 décembre 2023).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	24 258	20 001
Infrastructures	24 908	25 198
Energy Solutions	7 986	7 428
FlexGen	9 662	9 289
Retail	(88)	390
Nucléaire	(9 655)	(11 210)
Autres	9 642	9 861
Dont GEMS	*6 631*	*6 596*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**66 714**	**60 957**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	4 221	4 130
Infrastructures	2 343	2 173
Energy Solutions	1 076	1 089
FlexGen	1 457	2 135
Retail	228	247
Nucléaire	244	174
Autres	402	665
Dont GEMS	*220*	*182*
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**9 970**	**10 614**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

CAPEX DE CROISSANCE

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	4 012	3 966
Infrastructures	935	839
Energy Solutions	895	895
FlexGen	1 191	1 843
Retail	152	160
Nucléaire	78	19
Autres	30	370
Dont GEMS	*89*	*82*
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**7 292**	**8 091**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

6.3 Indicateurs clés par zone de commercialisation/d'implantation

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
France	32 623	36 676	33 438	32 802
Belgique	6 808	8 408	(6 953)	(9 259)
Autres Union européenne	15 868	18 303	8 624	9 713
Autres pays d'Europe	4 966	4 480	2 163	1 991
Amérique du Nord	5 525	5 329	11 933	8 989
Asie, Moyen-Orient et Océanie	3 185	4 366	4 040	3 830
Amérique du Sud	4 458	4 715	11 801	11 212
Afrique	379	289	1 668	1 679
TOTAL	**73 812**	**82 565**	**66 714**	**60 957**

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

NOTE 7 VENTES

7.1 Chiffre d'affaires

PRINCIPES COMPTABLES

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ de la norme IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*. Il est comptabilisé lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services.

Ainsi, l'analyse contractuelle des contrats de vente du Groupe a conduit à appliquer les principes suivants de reconnaissance du chiffre d'affaires :

- **Gaz, électricité et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires sur ces ventes est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.

  Les livraisons d'énergie sont suivies en temps réel ou de manière différée pour certains clients faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, auquel cas il est nécessaire d'estimer à la clôture la part du chiffre d'affaires non relevée dite "en compteur".

- **Infrastructures gazières, électriques et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires réalisé par les gestionnaires d'infrastructures gazières et électriques sur leurs prestations de mise à disposition de capacités de transport, de distribution ou de stockage, est comptabilisé linéairement sur la durée des contrats.

  Dans les pays où le Groupe est commercialisateur (fournisseur) d'énergie sans en être le distributeur ou le transporteur, principalement en France et en Belgique, une analyse des contrats de fourniture d'énergie et du cadre réglementaire est faite pour déterminer si le chiffre d'affaires doit être comptabilisé net des coûts d'acheminement facturés aux clients, en application des dispositions d'IFRS 15.

  Cette analyse peut conduire le Groupe à exercer son jugement pour déterminer si le commercialisateur agit en tant qu'agent ou principal pour les prestations de distribution et/ou de transport de l'électricité et du gaz refacturées au client. Les principaux critères utilisés par le Groupe pour exercer son jugement et conclure, dans certains pays, au rôle d'agent du fournisseur à l'égard du gestionnaire d'infrastructures sont : la responsabilité première de l'exécution de la prestation d'acheminement, de même que celle d'engagement de réservation de capacité auprès du gestionnaire d'infrastructures, ainsi que la latitude dans la fixation du prix de la prestation d'acheminement.

- **Constructions, installations, exploitation et maintenance**

  Le chiffre d'affaires des activités de constructions et d'installations concerne essentiellement des actifs, construits sur les sites de clients, tels que des unités de cogénération, des chaudières ou d'autres actifs liés à l'efficacité énergétique dès lors que les contrats correspondants sont dans le champ de la norme IFRS 15. Le chiffre d'affaires réalisé sur ces travaux de constructions et d'installations est habituellement comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

Dans le cadre des contrats d'exploitation et de maintenance, le Groupe est généralement responsable de l'exécution de prestations qui doivent permettre d'assurer la disponibilité d'installations de production d'énergie. La réalisation de ces prestations se fait de manière progressive et le revenu concerné est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

Si l'analyse contractuelle ne permet pas de conclure que le contrat est dans le champ d'IFRS 15, le chiffre d'affaires est alors présenté en chiffre d'affaires hors IFRS 15.

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est présenté dans la colonne "Autres" et comprend notamment les revenus de *trading*, de locations et de concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles et les effets au titre des mécanismes de bouclier tarifaire.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	31 déc. 2024
Renouvelables	-	4 913	79	216	259	5 467
Infrastructures	129	19	6 451	447	185	7 231
Energy Solutions	264	3 516	94	5 886	92	9 853
FlexGen	365	3 574	346	454	198	4 937
Retail	6 518	5 999	68	921	565	14 070
Nucléaire	-	12	10	28	18	68
Autres	11 436	17 424	311	839	2 177	32 187
Dont GEMS	*11 436*	*17 424*	*307*	*33*	*2 177*	*31 377*
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**18 712**	**35 455**	**7 359**	**8 792**	**3 494**	**73 812**

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	31 déc. 2023 [(1)]
Renouvelables	-	5 010	106	261	135	5 512
Infrastructures	138	5	6 068	434	228	6 873
Energy Solutions	268	4 163	88	5 807	80	10 405
FlexGen	92	4 332	274	400	166	5 264
Retail	7 631	6 229	82	1 003	1 497	16 443
Nucléaire	-	4	7	28	79	118
Autres	13 943	19 619	246	770	3 372	37 949
Dont GEMS	*13 943*	*19 619*	*241*	*46*	*3 372*	*37 221*
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**22 072**	**39 362**	**6 872**	**8 703**	**5 557**	**82 565**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

7.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

PRINCIPES COMPTABLES

Lors de leur comptabilisation initiale, le Groupe évalue les créances commerciales à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15.

Les actifs de contrats regroupent les montants auxquels l'entité a droit en échange de biens ou de services qu'elle a déjà fournis à un client mais pour lesquels le paiement n'est pas encore exigible ou est subordonné à la réalisation d'une condition particulière prévue au contrat. Lorsqu'un montant devient exigible, il est transféré au compte de créance.

Une créance client est comptabilisée dès que l'entité a un droit inconditionnel à percevoir un paiement. Ce droit inconditionnel existe dès l'instant où seul l'écoulement du temps rend le paiement exigible.

Les passifs de contrats regroupent les montants perçus par l'entité en rémunération de biens ou de services qu'elle n'a pas encore fournis au client. Le passif de contrat est soldé par la constatation du chiffre d'affaires.

Les créances commerciales et autres débiteurs de même que les actifs de contrats font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers est basé sur la méthode des pertes de crédit attendues. Pour calculer les pertes de valeur attendues, le Groupe retient une matrice de provisionnement pour les créances commerciales et les actifs de contrats dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base de portefeuille.

L'évolution du risque de crédit des grands clients et autres grandes contreparties est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 15 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

7.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Créances commerciales et autres débiteurs	16 173	20 092
Dont IFRS 15	*6 880*	*8 083*
Dont non-IFRS 15 (1)	*9 292*	*12 009*
Actifs de contrats	9 232	9 531
Produits à recevoir et factures à établir	*6 874*	*6 989*
Gaz et électricité en compteur (2)	*2 358*	*2 542*

(1) Dont la partie essentielle porte sur des contrats sur matières premières, financiers ou à livraison physique, comptabilisés comme des dérivés conformément à IFRS 9.
(2) Net des acomptes reçu.

Au 31 décembre 2024, les actifs de contrats les plus significatifs concernent essentiellement GEMS (3 678 millions d'euros), *Energy Solutions* (2 277 millions d'euros) et *Retail* (1 811 millions d'euros).

	31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	18 487	(2 314)	16 173	22 160	(2 068)	20 092
Actifs de contrats	9 290	(58)	9 232	9 558	(27)	9 531
TOTAL	**27 777**	**(2 372)**	**25 405**	**31 718**	**(2 094)**	**29 623**

Gaz et électricité en compteur

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, le gaz livré mais non encore relevé à la clôture est estimé à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les consommations définitives n'étant parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs.

En France et en Belgique, le "gaz en compteur" est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients depuis leur dernière facture ou leur dernière relève non facturée, homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix du contrat ou au prix moyen de l'énergie en fonction du mois de livraison, et tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur.

La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens.

L'"électricité en compteur" est également déterminée sur la base d'une méthode d'allocation directe similaire à celle utilisée pour le gaz en tenant compte toutefois des spécificités liées aux consommations d'électricité. En ce qui concerne sa valorisation, elle se fait également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2024, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 4 996 millions d'euros (contre 5 279 millions d'euros au 31 décembre 2023).

7.2.2 Passifs de contrats

	31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	153	3 818	3 971	93	3 960	4 053
Avances et acomptes reçus	*50*	*2 995*	*3 045*	*23*	*2 998*	*3 020*
Produits constatés d'avance	*103*	*822*	*926*	*71*	*963*	*1 033*

Au 31 décembre 2024, les *Global Business Units* ayant des passifs de contrats les plus importants sont *Retail* (1 438 millions d'euros) et *Energy Solutions* (1 518 millions d'euros).

7.3 Chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance restant à réaliser

Le chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance partiellement réalisées au 31 décembre 2024 s'élève à 563 millions d'euros (contre 867 millions d'euros au 31 décembre 2023) et concerne essentiellement *Energy Solutions* (325 millions d'euros) qui concentre un volume important de contrats de construction, installation, et maintenance pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement.

NOTE 8 CHARGES OPÉRATIONNELLES

PRINCIPES COMPTABLES

Les charges opérationnelles comprennent :

- les achats et dérivés à caractère opérationnel englobant :
  - les achats de matières premières et coûts associés (infrastructures, transport, stockage…),
  - l'effet réalisé, ainsi que le changement de juste valeur (MtM), des transactions sur matières premières, avec ou sans livraison physique, entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui ne sont qualifiées ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie ;
- les achats de services et autres tels que les charges de sous-traitance et d'intérimaires, les charges de location (contrats de location à court terme, dont l'actif sous-jacent est de faible valeur et ceux dont la charge est variable), les charges de concessions… ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

8.1 Achats et dérivés à caractère opérationnel

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading [1]	(42 048)	(49 650)
Achats de services et autres [2]	(7 417)	(7 342)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(49 465)**	**(56 992)**

(1) Dont une charge nette de 309 millions d'euros au 31 décembre 2024 au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre un produit net de 2 430 millions d'euros au 31 décembre 2023), notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie.

(2) Dont 72 millions d'euros au 31 décembre 2024 de charges de location non incluses dans la dette de location IFRS 16 (contre 75 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution des achats et dérivés à caractère opérationnel est principalement induite par l'évolution des positions de MtM sur des instruments financiers à caractère opérationnel et la normalisation des prix de l'énergie.

8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Avantages à court terme		(8 175)	(7 688)
Paiements fondés sur des actions	19	(97)	(47)
Charges liées aux plans à prestations définies	18.3.4	(263)	(322)
Charges liées aux plans à cotisations définies	18.4	(88)	(92)
CHARGES DE PERSONNEL		**(8 623)**	**(8 149)**

8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Dotations aux amortissements	13	(5 129)	(4 886)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(469)	(203)
Variation nette des provisions	17	50	178
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(5 547)**	**(4 911)**

Au 31 décembre 2024, les dotations aux amortissements se répartissent entre 1 107 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 4 021 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

8.4 Impôts et taxes

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
IMPÔTS ET TAXES	**(2 391)**	**(2 627)**

Les impôts et taxes au 31 décembre 2024 ressortent à -2 391 millions d'euros à fin 2024, en baisse de 236 millions d'euros par rapport à 2023. Cette diminution provient principalement de la baisse des taxes et redevances liées à l'activité nucléaire en Belgique partiellement compensée par la hausse des taxes inframarginales françaises.

NOTE 9 AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

PRINCIPES COMPTABLES

Les autres éléments du Résultat des activités opérationnelles (RAO) comprennent :

- les "Pertes de valeur". Cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwill*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- les "Restructurations". Il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative le champ d'activité de l'entreprise, ou la manière dont cette activité est gérée, conformément aux critères prévus par IAS 37 ;
- les "Effets de périmètre". Cette ligne regroupe :
  - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
  - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
  - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
  - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés – à l'exception des résultats dégagés dans le cadre de modèles "*Develop, Build, Share & Operate*" (DBSO) ou "*Develop, Share, Build & Operate*" (DSBO), reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui, sous réserve que certains critères soient remplis (notamment sur la récurrence des transactions), sont enregistrés en résultat opérationnel courant ;
- les "Autres éléments non récurrents". Cette ligne intègre les autres éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

9.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
PERTES DE VALEUR			
Goodwill	13.1	(66)	(94)
Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles	13.2 & 13.3	(893)	(1 587)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(124)	(72)
Total des pertes de valeur d'actifs		**(1 083)**	**(1 753)**
REPRISES DE PERTES DE VALEUR			
Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles		39	435
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		334	-
Total des reprises de pertes de valeur		**373**	**435**
TOTAL		**(709)**	**(1 318)**

9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2024

Les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2024 s'élèvent à 709 millions d'euros.

Ces pertes de valeur concernent notamment des opérations de cession, en cours ou finalisées au 31 décembre 2024, pour 247 millions d'euros :

- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, des actifs de production thermique au Pakistan (205 millions d'euros) ;
- cession, finalisée en janvier 2025, d'une quote-part de la participation mise en équivalence de Safi au Maroc (54 millions d'euros) ;
- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, des entités portant les actifs de fourniture de solutions solaires et de mini-réseaux payants en Afrique (225 millions d'euros) ;
- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, de la participation mise en équivalence de E&E Algeria Touat BV en Algérie (reprise de perte de valeur de 171 millions d'euros) ;
- cession, finalisée au cours du quatrième trimestre 2024, de la participation mise en équivalence Senoko à Singapour (reprise de perte de valeur de 66 millions d'euros).

Les pertes de valeur comptabilisées en 2024 ont également trait à :

- des actifs de *Energy Solutions* en France (108 millions d'euros) et en Amérique du Nord (73 millions d'euros) ;
- des actifs de production d'énergies renouvelables onshore en Amérique du Nord (91 millions d'euros) et des actifs hydrauliques au Brésil (reprise de perte de valeur sur une société mise en équivalence pour 80 millions d'euros) ;
- des actifs de la société EVBox (96 millions d'euros) suite à la décision d'arrêt des activités ;
- d'autres actifs de production ou de support pour des montants moins significatifs pris individuellement.

Ces pertes de valeur concernent principalement les actifs incorporels, corporels et les sociétés mises en équivalence. Compte tenu des effets d'impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2024 s'établit à 644 millions d'euros.

À l'exception des effets résultant des décisions de sortie des actifs non stratégiques, aucun actif non financier ne s'est déprécié du fait de mesures visant à prévenir ou à atténuer les risques climatiques ou encore à atteindre l'objectif net zéro carbone à horizon 2045.

Les tests de pertes de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 13.4.

9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2023

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2023 s'élevaient à 1 318 millions d'euros et se rapportaient principalement à :

- des actifs de production d'énergies renouvelables en Amérique du Nord (714 millions d'euros) ;
- des actifs de production thermique charbon en Amérique du Sud dont le Groupe a décidé l'accélération de la fin d'exploitation à compter de fin 2025, conformément au plan décarbonation du Groupe (515 millions d'euros) ;
- une reprise de perte de valeur sur les actifs de démantèlement sur le parc nucléaire belge à concurrence de 400 millions d'euros ;
- d'autres actifs de production ou de support pour des montants moins significatifs pris individuellement.

9.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 369 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 47 millions d'euros au 31 décembre 2023) sont essentiellement des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique (notamment en Energy Solutions pour un montant total de 80 millions d'euros), à des arrêts ou cessions d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites. Ces coûts comprennent notamment les conséquences de la décision d'arrêt des activités d'EVBox (134 millions d'euros).

9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2024, les effets de périmètre s'élèvent à 439 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 248 millions d'euros lié à la cession partielle, finalisée en janvier 2024, d'une participation de 15% dans Transportadora Associada de Gás ("TAG") au Brésil (voir Note 4.1.1) ;
- un résultat de 218 millions d'euros suite à la cession partielle, finalisée en décembre 2024, de 50% dans la société Mayakan au Mexique (voir Note 4.1.2). Ce montant était, pour l'essentiel, déjà comptabilisé au 30 juin 2024 au titre de la revalorisation de la participation du Groupe suite à la perte de contrôle effective depuis le premier semestre 2024 ;
- un résultat de -27 millions d'euros lié à diverses cessions non significatives individuellement.

9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents s'élèvent à 151 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Les autres éléments non récurrents s'élevaient à -4 945 millions d'euros au 31 décembre 2023 et intégraient, pour -4 750 millions d'euros, les effets de la révision des provisions nucléaires pour tenir compte des accords signés avec l'État belge le 13 décembre 2023 (voir Note 17 "Provisions").

NOTE 10 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2024	Charges	Produits	31 déc. 2023
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(2 107)	-	(2 107)	(1 708)	-	(1 708)
Coût des dettes de location	(126)	-	(126)	(105)	-	(105)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(12)	-	(12)	(10)	-	(10)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	-	16	16	-	-	-
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	803	803	-	596	596
Coûts d'emprunts capitalisés	308	-	308	268	-	268
Coût de la dette	**(1 936)**	**819**	**(1 117)**	**(1 557)**	**596**	**(961)**
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	-	-	-	-	8	8
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	-	-	-	-	**8**	**8**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(157)	-	(157)	(161)	-	(161)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(885)	-	(885)	(772)	-	(772)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(53)	-	(53)	(15)	-	(15)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(73)	120	47	(239)	-	(239)
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	306	306	-	106	106
Autres	(740)	757	17	(596)	467	(130)
Autres produits et charges financiers	**(1 909)**	**1 184**	**(725)**	**(1 783)**	**573**	**(1 210)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(3 845)**	**2 003**	**(1 842)**	**(3 340)**	**1 177**	**(2 163)**

En 2024, le coût moyen de la dette brute après impact des dérivés s'élève à 4,6% contre 4,3% au 31 décembre 2023.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de 47 millions d'euros comprend entre autres le résultat des obligations et des OPCVM détenus par Synatom pour 120 millions d'euros.

NOTE 11 IMPÔTS

PRINCIPES COMPTABLES

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de la situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôt différé ne sont pas actualisés.

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée sont présentés en résultat.

11.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

11.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 2 215 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 1 031 millions d'euros en 2023). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Impôt exigible	(1 679)	(833)
Impôt différé	(536)	(198)
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(2 215)**	**(1 031)**

11.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Résultat net	**4 973**	**2 903**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	1 060	993
Impôt sur les bénéfices	(2 215)	(1 031)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**6 128**	**2 941**
Dont sociétés françaises intégrées	*654*	*1 532*
Dont sociétés étrangères intégrées	*5 474*	*1 409*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	25,8%	25,8%
Produit/(charge) d'impôt théorique (c) = (a) x (b)	**(1 582)**	**(759)**
ÉLÉMENTS DE PASSAGE ENTRE LE PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE ET LA CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	(15)	(14)
Différences permanentes [1]	(57)	(120)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [2]	(2)	(22)
Compléments d'impôt [3]	(75)	(60)
Effet de la non-reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [4]	(577)	(430)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [5]	62	93
Effet des changements de taux d'impôt [6]	(4)	8
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [7]	56	360
Autres [8]	(21)	(86)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**(2 215)**	**(1 031)**

(1) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées et la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides.

(2) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation.

(3) Comprend notamment les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

(4) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations.

(5) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.

(6) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé, notamment au Luxembourg en 2024, et au Royaume-Uni en 2023.

(7) Comprend notamment les crédits d'impôt aux États-Unis et en France et autres réductions d'impôt, ainsi que, en 2023, les reprises de provisions pour risques fiscaux au Luxembourg.

(8) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

L'application des règles issues du Pilier 2 de l'OCDE, instaurant un impôt minimal, a conduit le Groupe à comptabiliser une charge d'impôt complémentaire de 4 millions d'euros sur l'exercice 2024.

11.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit /de la charge d'impôt différé du compte de résultat

	Impacts résultat	
En millions d'euros	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
ACTIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Reports déficitaires	54	(103)
Engagements de retraite et assimilés	37	(3)
Provisions non déductibles	(985)	976
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(241)	(84)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	1 073	(2 373)
Autres	194	265
Total	**132**	**(1 322)**
PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	455	61
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(1 293)	1 326
Autres	169	(263)
Total	**(668)**	**1 124**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**(536)**	**(198)**
Dont activités poursuivies	*(536)*	*(198)*

11.2 Produits et charges d'impôt différé comptabilisés en "Autres éléments du résultat global"

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en "Autres éléments du résultat global", ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

En millions d'euros	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
Instruments de capitaux propres et de dettes	-	(6)
Écarts actuariels	(74)	141
Couverture d'investissement net	68	(41)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(862)	802
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	32	4
Total hors quote-part des entreprises mises en équivalence et activités non poursuivies	**(837)**	**900**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	54	(28)
TOTAL	**(784)**	**872**

11.3 Impôts différés dans l'état de la situation financière

11.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de la situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	**Actifs**	**Passifs**	**Positions nettes**
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**1 974**	**(5 632)**	**(3 658)**
Effet du résultat de la période	132	(668)	(536)
Effet des autres éléments du résultat global	370	(1 216)	(847)
Effet de périmètre	119	(136)	(18)
Effet de change	3	35	38
Autres effets	228	(234)	(7)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(1 978)	1 978	-
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**847**	**(5 875)**	**(5 028)**

11.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de la situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé)

PRINCIPES COMPTABLES

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat sur une période de projections fiscales de six années telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

	Position de clôture	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
ACTIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Reports déficitaires	2 217	2 121
Engagements de retraite	918	1 013
Provisions non déductibles	1 048	1 485
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 493	1 659
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	9 088	7 649
Autres	639	626
Total	**15 403**	**14 553**
PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9 802)	(9 893)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(9 853)	(7 419)
Autres	(776)	(897)
Total	**(20 431)**	**(18 210)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(5 027)**	**(3 658)**

Conformément à l'amendement d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé au titre de la mise en œuvre des règles issues du Pilier 2 de l'OCDE.

11.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2024, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 4 660 millions d'euros (contre 4 563 millions d'euros au 31 décembre 2023). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, aux Pays-Bas, aux États-Unis et en Australie). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu, en tout ou partie, à la comptabilisation d'actifs d'impôt différé faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 1 783 millions d'euros en 2024 (contre 1 778 millions d'euros en 2023).

NOTE 12 RÉSULTAT PAR ACTION

PRINCIPES COMPTABLES

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions ordinaires potentiellement dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 – *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés (voir Note 16.2.1 "Émission de titres super-subordonnés").

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions de performance en titres ENGIE.

	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe	**4 106**	**2 208**
Rémunération des titres super-subordonnés	(76)	(80)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**4 030**	**2 129**
Résultat net récurrent part du Groupe	**5 531**	**5 366**
Rémunération des titres super-subordonnés	(76)	(80)
Résultat net récurrent part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**5 455**	**5 287**
Dénominateur *(en millions d'actions)*		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 425**	**2 422**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	11	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 436**	**2 433**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du Groupe par action	**1,66**	**0,88**
Résultat net part du Groupe par action dilué	**1,65**	**0,88**
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**2,25**	**2,18**
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué	**2,24**	**2,17**

NOTE 13 ACTIFS IMMOBILISÉS

13.1 *Goodwill*

PRINCIPES COMPTABLES

Lors d'un regroupement d'entreprises le *goodwill* est calculé par différence entre :

- d'une part la somme de :
  - la contrepartie transférée,
  - le montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et
  - dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- et d'autre part la juste valeur nette des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management à la date d'acquisition.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation de 12 mois.

Les *goodwill* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

13.1.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
Au 31 décembre 2023	**12 864**
Pertes de valeur	(67)
Variations de périmètre et Autres [1]	432
Écarts de conversion	62
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**13 291**

(1) L'augmentation du goodwill résulte essentiellement de l'exercice de Purchase Price Allocation (PPA) lié à l'acquisition, en 2023, de Broad Reach Power aux États-Unis. Ce montant (0,4 milliard d'euros) était, au 31 décembre 2023, comptabilisé en immobilisations incorporelles, dans l'attente de la finalisation de l'exercice PPA.

13.1.2 Informations sur les *goodwill*

Pour les besoins des tests de dépréciation, les *goodwill* sont alloués aux secteurs opérationnels, qui représentent le niveau le plus bas auquel ils sont suivis pour des besoins de gestion interne.

Le tableau ci-dessous présente le montant des *goodwill* au 31 décembre 2024 :

En millions d'euros	31 déc. 2024
Infrastructures	5 277
Renouvelables	2 289
Retail	1 843
FlexGen	1 483
Energy Solutions [1]	1 091
Nucléaire	797
Autres [1]	512
TOTAL	**13 291**

(1) Le transfert interne de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres a conduit à un reclassement du goodwill associé.

13.2 Immobilisations incorporelles

PRINCIPES COMPTABLES

Évaluation initiale

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	3	20
Autres immobilisations incorporelles	1	50

Droits incorporels sur contrats de concession

L'interprétation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle tout intérêt résiduel significatif de l'infrastructure au terme du contrat, par exemple il a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Le modèle de l'actif incorporel selon IFRIC 12§17 s'applique si l'opérateur reçoit un droit (une licence) de faire payer les utilisateurs, ou le concédant, en fonction de l'utilisation faite du service public. Il n'existe pas de droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie, car ce droit dépend du niveau d'utilisation du service par les usagers.

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles. C'est le cas des infrastructures de distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

13.2.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**3 906**	**3 293**	**15 223**	**22 422**
Acquisitions	331	-	1 109	1 440
Cessions	(108)	(39)	(479)	(626)
Écarts de conversion	(30)	-	(69)	(98)
Variations de périmètre	3	-	(275)	(272)
Autres variations	30	107	(349)	(212)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**4 132**	**3 361**	**15 161**	**22 654**
Amortissements et pertes de valeur				
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(1 838)**	**(2 314)**	**(9 821)**	**(13 973)**
Dotations aux amortissements	(114)	(105)	(889)	(1 107)
Pertes de valeur	(19)	-	(150)	(169)
Cessions	82	39	402	523
Écarts de conversion	3	-	(19)	(17)
Variations de périmètre	-	-	(39)	(39)
Autres variations	4	-	90	93
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(1 882)**	**(2 380)**	**(10 427)**	**(14 689)**
VALEUR NETTE COMPTABLE				
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 067**	**979**	**5 403**	**8 449**
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 250**	**981**	**4 734**	**7 964**

La diminution nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par :

- des dotations aux amortissements pour -1 107 millions d'euros ;
- un effet net des variations de périmètre pour -311 millions d'euros. Cet effet résulte, pour l'essentiel de l'exercice de *Purchase Price Allocation* (PPA) sur Broad Reach Power, société acquise par le Groupe au cours de l'exercice précédent. Temporairement comptabilisé en immobilisations incorporelles en 2023, ce montant (-720 millions d'euros) a fait l'objet d'une allocation définitive en immobilisations corporelles pour partie (0,4 milliard d'euros), et en *goodwill* en résiduel (0,4 milliard d'euros). L'allocation en immobilisations incorporelles ou corporelles résulte de la revalorisation en juste valeur en date d'acquisition des actifs opérationnels (actifs corporels), en cours de construction (actifs corporels) ou des projets en cours de développement (actifs incorporels). Les variations de périmètre du Groupe comprennent également l'acquisition de cinq complexes photovoltaïques au Brésil auprès d'Atlas pour un total de 248 millions d'euros (voir Note 4 "Principales variations de périmètre") ;
- des pertes de valeurs pour -169 millions d'euros.

Elle est compensée essentiellement par des investissements sur la période pour 1 440 millions d'euros qui concernent des contrats de concession (383 millions d'euros) dans le secteur *Energy Solutions* ainsi que des actifs incorporels en cours (805 millions d'euros), notamment des extensions et maintenances de réseaux de transport et de distribution (209 millions d'euros) principalement en France, des projets informatiques (171 millions d'euros) principalement au niveau du *corporate* ENGIE en France, des coûts capitalisés dans le cadre des projets renouvelables aux États-Unis, en Australie, en France et au Brésil (84 millions d'euros).

13.2.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des droits sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et des capacités de production virtuelle (VPP – *Virtual Power Plant*) en Italie.

13.2.3 Autres

Au 31 décembre 2024, ce poste comprend principalement 1 405 millions d'euros de logiciels et licences, 843 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 2 164 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

13.2.4 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques. Les priorités en matière de recherche et développement sont orientées vers l'adaptation et l'atténuation au changement climatique, et incluent notamment les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée et mobilité).

Les frais de développement capitalisés, liés à des projets en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38), s'élèvent à 28 millions d'euros pour l'exercice 2024.

13.3 Immobilisations corporelles

PRINCIPES COMPTABLES

Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique moins les amortissements cumulés et les pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date de début une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

Contrats de location

Conformément à IFRS 16, le Groupe reconnaît un droit d'utilisation à l'actif du bilan et une dette de location au titre des accords considérés comme des contrats de location dans lesquels il est preneur, à l'exception des contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois ("contrats de location à court terme"), ou de ceux dont l'actif sous-jacent est de faible valeur ("actifs de faible valeur"). Les paiements associés à ces contrats sont comptabilisés linéairement en charge dans le compte de résultat. Les contrats de location du Groupe concernent principalement des immeubles, des véhicules, des navires GNL, un contrat de concession hydroélectrique et des autres équipements.

L'actif relatif au droit d'utilisation est initialement évalué au coût, qui comprend le montant initial de la dette de location (ajusté pour les paiements de loyers réalisés à la date de début du contrat ou avant cette date) majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés par le preneur, des coûts estimés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ainsi que les coûts liés à la restauration ou à la remise en état de l'actif ou du site où l'actif se trouve, moins, les éventuels avantages reçus liés à la location.

La dette de location est initialement évaluée à la valeur actuelle des loyers résiduels, actualisés au taux d'endettement marginal du preneur. Ce taux a été déterminé à partir du taux marginal d'emprunt du Groupe ajusté, conformément à la norme IFRS 16, pour tenir compte (i) de l'environnement économique des filiales, et en particulier de leur risque de crédit, (ii) de la devise dans laquelle les contrats ont été conclus et (iii) de la durée initiale du contrat (ou de la durée résiduelle de chaque contrat existant à la date de première application de la norme). La méthodologie utilisée pour calculer le taux d'emprunt marginal reflète l'échéancier de paiement des loyers (méthode de la duration).

La détermination de la durée du contrat, en ce compris l'appréciation du caractère raisonnable de l'exercice d'une option de prolongation ou du non-exercice d'une option de résiliation, est effectuée au cas par cas. Cette analyse fait l'objet d'un nouvel examen si un événement ou un changement de circonstances important, sous le contrôle du preneur, se produit et est susceptible d'avoir une incidence sur cette évaluation. À noter que pour déterminer la période exécutoire d'un contrat, le Groupe retient une définition large de la notion de pénalités en tenant compte non seulement des pénalités contractuelles à proprement parler, mais aussi des coûts annexes induits par une éventuelle résiliation.

Gaz coussin

Le gaz "coussin", stocké dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz "utile" comptabilisé en stock (voir Note 22.2 "Stocks"), il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants à une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement selon un mode linéaire sur base des durées normales d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	Minimum	Maximum
Installations techniques		
• Stockage – Production – Transport – Distribution	5	60*
• Installation – Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
Fermes solaires et éoliennes	25	30
Autres immobilisations corporelles	2	33

* *Hors gaz coussin.*

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre la durée du contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte des options de renouvellement des contrats s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

L'actif relatif au droit d'utilisation est amorti de manière linéaire sur la durée du contrat de location, sauf si le contrat transfère la propriété de l'actif sous-jacent au Groupe à la fin du contrat. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que ceux des immobilisations corporelles mentionnés ci-dessus.

13.3.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobilisations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
VALEUR BRUTE									
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**673**	**2 765**	**101 300**	**328**	**5 395**	**6 716**	**5 454**	**1 198**	**123 829**
Acquisitions/Augmentations	6	533	156	27	-	7 792	982	(96)	9 399
Cessions	(3)	(28)	(713)	(19)	(8)	(15)	(124)	(100)	(1 010)
Écarts de conversion	3	45	294	1	19	47	129	4	542
Variations de périmètre	(23)	2	1 319	(1)	22	336	16	(180)	1 492
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	-	(5)	-	-	(2)	(8)	(15)
Autres variations	41	157	5 558	8	97	(5 645)	(251)	57	22
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**696**	**3 474**	**107 914**	**339**	**5 525**	**9 232**	**6 204**	**875**	**134 259**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR									
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(158)**	**(1 793)**	**(56 306)**	**(239)**	**(4 467)**	**(229)**	**(1 893)**	**(794)**	**(65 879)**
Dotations aux amortissements	(6)	(183)	(2 874)	(31)	(371)	-	(427)	(129)	(4 021)
Pertes de valeur	(5)	(1)	(452)	-	(4)	(67)	(29)	(164)	(722)
Cessions	(1)	22	650	17	8	6	136	93	932
Écarts de conversion	1	(20)	(145)	(1)	(13)	(6)	(37)	(8)	(229)
Variations de périmètre	-	-	(483)	1	(2)	(5)	(1)	35	(455)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	-	5	-	-	2	7	13
Autres variations	(4)	(118)	463	2	(18)	-	31	135	491
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(173)**	**(2 094)**	**(59 148)**	**(245)**	**(4 868)**	**(301)**	**(2 220)**	**(824)**	**(69 871)**
VALEUR NETTE COMPTABLE									
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**516**	**971**	**44 993**	**90**	**928**	**6 487**	**3 561**	**404**	**57 950**
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**523**	**1 380**	**48 766**	**94**	**657**	**8 932**	**3 985**	**52**	**64 388**

En 2024, l'augmentation nette du poste "Immobilisations corporelles" s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 8 417 millions d'euros, relatifs notamment à des constructions et des développements de champs éoliens et solaires principalement au Brésil, aux États-Unis, en France et au Chili (3 997 millions d'euros), à des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France, en Amérique latine et en Roumanie (1 862 millions d'euros), aux actifs du secteur opérationnel *FlexGen* (1 623 millions d'euros) et aux activités dans le secteur opérationnel Energy Solutions (588 millions d'euros) ;
- un effet positif net des variations de périmètre de 1 037 millions d'euros principalement lié à l'acquisition de cinq complexes photovoltaïques au Brésil auprès d'Atlas pour un total de 389 millions d'euros (voir Note 4 "Principales variations de périmètre") et à la finalisation de l'exercice de *Purchase Price Allocation* (PPA) de Broad Reach Power (374 millions d'euros, voir Note 13.2.1) ;
- des effets de change de 313 millions d'euros provenant principalement de l'appréciation du dollar américain (948 millions d'euros), partiellement neutralisés par la dépréciation du real brésilien et de la livre sterling (-692 millions d'euros) par rapport à l'euro.

Ces effets sont compensés par des dotations aux amortissements pour un total de -4 021 millions d'euros.

13.3.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 490 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 1 625 millions d'euros au 31 décembre 2023.

13.3.3 Engagements contractuels d'acquisitions d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements et de matériels relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 2 461 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 2 859 millions d'euros au 31 décembre 2023.

La diminution nette des engagements contractuels porte principalement sur des actifs renouvelables au Brésil pour 859 millions d'euros, compensée par des actifs d'Energie Solutions en France pour 411 millions d'euros.

13.3.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 308 millions d'euros au titre de 2024 contre 268 millions d'euros au titre de 2023.

13.4 Tests de perte de valeur des *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles, sociétés mises en équivalence

PRINCIPES COMPTABLES

Risque de perte de valeur

Goodwill

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Tous les *goodwill* font l'objet d'un test de perte de valeur sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre.

Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Il y a perte de valeur du *goodwill* si la valeur nette comptable de l'UGT (ou groupe d'UGT) à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à sa valeur recouvrable.

Les pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Immobilisations incorporelles et corporelles

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement.

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (Unité Génératrice de Trésorerie – UGT) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Sociétés mises en équivalence

La valeur comptable totale de la participation mise en équivalence est soumise à des tests de dépréciation conformément à IAS 36, en tant qu'actif unique, en comparant sa valeur recouvrable (à savoir la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente) avec sa valeur comptable, dès lors qu'il existe une indication de perte de valeur.

Indices de perte de valeur

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
  - sur la période, la valeur de marché d'un actif a diminué de façon plus importante que du seul effet attendu du passage du temps ou de l'utilisation normale de l'actif,
  - d'importants changements, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique ou juridique ou du marché dans lequel l'entité opère ou dans le marché auquel l'actif est dévolu,
  - les taux d'intérêt du marché ou d'autres taux de rendement du marché ont augmenté durant la période et il est probable que ces augmentations affecteront le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de la valeur d'utilité d'un actif et diminueront de façon significative la valeur recouvrable de l'actif,
  - la valeur comptable de l'actif net de l'entité est supérieure à sa capitalisation boursière ;
- au titre des indices internes :
  - il existe un indice d'obsolescence ou de dégradation physique d'un actif,
  - des changements importants, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou sont susceptibles de survenir dans un proche avenir, dans le degré ou le mode d'utilisation d'un actif tel qu'il est utilisé ou que l'on s'attend à l'utiliser. Ces changements incluent la mise hors service de l'actif, les plans d'abandon ou de restructuration du secteur d'activité auquel un actif appartient et les plans de sortie d'un actif avant la date précédemment retenue, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée, des données internes montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

Évaluation de la valeur recouvrable

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales hypothèses économiques retenues portent sur :

- les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire ;
- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme requis par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture.

13.4.1 Hypothèses générales

La réalisation des tests de valeur s'est déroulée dans un contexte de forte volatilité des paramètres économiques tel que décrit dans la Note 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement".

Les valeurs recouvrables sont déterminées, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2025 et du plan d'affaires à moyen terme 2026-2027 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Au-delà du plan d'affaires moyen, les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2028-2050 lesquelles ont été revues et validées en juin 2024 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de variation des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. Parmi les scénarios externes, celui du Groupe peut être considéré comme intermédiaire entre les scénarios STEPS (*Stated Energy Policies Scenario*) et APS (*Announced Pledges Scenario*) de l'*International Energy Agency* ou proche de celui de l'ADEME ("technologie verte") pour ce qui concerne la France ;

- s'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique. La trajectoire choisie par ENGIE privilégie un mix équilibré, dans lequel le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone sont intégrés afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique. Cette trajectoire est reprise dans le rapport produit par le Groupe dans le cadre de l'initiative "*Task Force on Climate Related Financial Disclosures*" (TCFD). Les facteurs de risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux sont également détaillés dans le Document d'Enregistrement Universel du Groupe.

Enfin, dans le cadre de la prise en compte des enjeux climatiques (voir Note 1.3.3 "Prise en compte des enjeux climatiques dans l'établissement des états financiers du Groupe"), le Groupe a pris en considération, dans l'évaluation des actifs non-financiers, son engagement de sortie complète des activités charbon d'ici 2027 (voir Note 13.4.5) et a mis à jour son scénario de référence en intégrant notamment l'évolution de la demande d'énergie en Europe (chaleur et froid).

Cette section commente également les pertes de valeur comptabilisées sur les sociétés mises en équivalence (sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat) ainsi que les pertes de valeur comptabilisées, au sein de ces sociétés (sur la ligne "Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence" du compte de résultat) (voir Note 3 "Participations dans les sociétés mises en équivalence").

13.4.2 Renouvelables

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 2 289 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 839 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 21 462 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 2 818 millions d'euros.

Le secteur Renouvelables regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et le stockage par batterie associé à un actif renouvelable. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEM tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions.

Les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et régulatoires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 5,4% et 11,3% en 2024. Ces taux étaient compris entre 5,3% et 10,3% en 2023, ces taux variant en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2024, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Des pertes de valeur d'un montant total de 15 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "pertes de valeur" du compte de résultat.

Ces pertes de valeur concernent essentiellement des actifs renouvelables *onshore* en Amérique du Nord pour 91 millions d'euros, ces montants étant compensés par une reprise de perte de valeur sur une société mise en équivalence au Brésil pour 80 millions d'euros.

Plus spécifiquement sur les actifs renouvelables américains :

- les actifs renouvelables onshore ont été testés à réglementation (fiscale notamment) inchangée ;
- l'investissement total dans les projets offshore US par la *joint venture* Ocean Winds est, au 31 décembre 2024, de l'ordre de 0,5 milliard d'euros (en quote-part ENGIE et avant perte de valeur). Ils ont été valorisés, par ENGIE, en intégrant un report de quatre ans dans leur développement, dans un contexte où les impacts d'éventuels changements dans la réglementation américaine, et notamment le décret ("*Executive Order*") du 20 janvier 2025, ne sont pas encore connus. Une perte de valeur de 133 millions d'euros (en quote-part ENGIE) a été comptabilisée, au 31 décembre 2024, au sein de la ligne "Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence".

Analyses de sensibilité

La sensibilité des activités de production électrique d'origine hydraulique en France et de production renouvelable en Amérique du Nord à la variation du prix de l'électricité ainsi qu'à la variation des taux d'actualisation sur la valeur recouvrable est présentée dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2024			
	Prix de l'électricité		Taux d'actualisation	
En milliard d'euros	+10 €/MWh [1]	-10 €/MWh [1]	+50 bp	-50 bp
Production d'électricité hydraulique en France	0,3	(0,3)	(0,2)	0,2
Actifs renouvelables en Amérique du Nord	0,5	(0,5)	(0,1)	0,2

(1) Variation non linéaire à la hausse ou à la baisse en raison du mode de calcul de la redevance hydraulique.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation et une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh ont un impact négatif sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

13.4.3 Infrastructures

Cet ensemble englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili.

Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la transition énergétique et au verdissement des réseaux (biométhane, hydrogène…).

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 5 277 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 032 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 30 011 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 609 millions d'euros. Les infrastructures françaises régulées totalisent 902 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 26 953 millions d'euros pour les immobilisations corporelles.

La valorisation des activités en France découle principalement des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par les opérateurs.

La base d'actifs régulés (ou BAR) regroupe l'ensemble des actifs mis en service par un opérateur d'infrastructure pour l'exercice de son activité régulée. Elle établit une valeur économique de ces actifs qui est utilisée par le régulateur pour fixer les tarifs d'accès à cette infrastructure. Elle inclut les actifs nécessaires pour fournir le service, comme les infrastructures et les équipements. Elle sert de base pour le calcul des charges d'investissement qui doivent être couvertes par le tarif d'accès à l'infrastructure, incluant l'amortissement de l'investissement initialement consenti par l'opérateur et un retour sur investissement raisonnable pour l'activité industrielle considérée. En d'autres termes, elle est le fondement de la méthodologie de détermination des tarifs utilisée par le régulateur pour s'assurer que les entreprises peuvent couvrir leurs coûts et réaliser un profit juste, tout en protégeant les consommateurs contre des tarifs excessifs.

Pour la valorisation des activités en France, le scénario de mix énergétique à horizon 2050, retenu par le Groupe et décrit dans la Note 17.3.1 "Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires", n'entraînera pas de modification sensible de la BAR. En raison du rôle indispensable du gaz qui fournit une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergies renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables, le Groupe considère que son réseau d'infrastructures gazières sera maintenu pour l'acheminement du méthane vert (biométhane notamment) et du gaz naturel assorti à la capture du CO_2 ou converti pour permettre l'acheminement de l'hydrogène. Ces gaz verts (biométhane, hydrogène…) remplaceront progressivement le gaz naturel. Ce rôle stratégique sera par ailleurs conforté par les nouvelles opportunités liées au stockage, au transport et l'export de CO_2.

Le Groupe prévoit, pour y parvenir, un maintien du niveau actuel des investissements. Cette approche est largement confortée par le développement rapide du cadre réglementaire pour accompagner l'essor de l'hydrogène et du biométhane dans l'Union Européenne. Le train de mesures sur le gaz adopté en avril 2024 fixe un objectif européen de production de biométhane (35 bpm à horizon 2030), une définition des gaz bas-carbone, un cadre réglementaire pour la régulation des infrastructures hydrogène et des obligations de planification des infrastructures (dont des plans décennaux pour les opérateurs de réseaux de transport gaz et hydrogène mis à jour annuellement) dont la mise en œuvre est confiée aux États et aux opérateurs.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Les priorités d'action de la politique climatique et énergétique française sont en cours d'actualisation avec la future Stratégie Française sur l'Énergie et le Climat (SFEC) [(1)]. Le scénario retenu par le Groupe est conforté par les principales conclusions du rapport de la CRE d'avril 2023 sur l'avenir des infrastructures gazières, celles issues de la consultation publique sur la "décarbonation du bâtiment" à l'été 2023 (qui met en évidence les difficultés liées à une éventuelle interdiction d'installation de nouvelles chaudières gaz dans les logements existants) ainsi que, dans une certaine mesure, par les dernières perspectives publiques de la future Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. Celles-ci confortent les objectifs de la France en matière de production de biométhane (44 TWh à l'horizon 2030) et réaffirment l'importance des stockages de gaz pour la sécurité d'approvisionnement en énergie du pays. Le projet de PPE3 introduit cependant un objectif important de remplacement des chaudières à gaz par une autre solution énergétique, notamment électrique. Le Groupe considère cet objectif comme irréaliste pour des raisons de soutenabilité économique pour les ménages ou du fait de contraintes techniques qui ne permettent pas l'installation de solutions électriques efficaces ou le raccordement à un réseau de chaleur dans près de la moitié des logements. Dès lors, le Groupe considère que ce projet de PPE3 ne remet pas en cause le scénario de mix énergétique à l'horizon 2050.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités, en France comme à l'international, sont généralement compris entre 5,1% et 10,0% en 2024. Ces taux étaient compris entre 4,9% et 9,4% en 2023, ces taux variant en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2024, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Des pertes de valeur d'un montant total de 29 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "pertes de valeur" du compte de résultat. Ces pertes de valeur concernent essentiellement certains actifs de production de biométhane d'un montant total de 18 millions d'euros.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère régulé des activités Infrastructures en France et du caractère progressif de la transition du gaz naturel vers les gaz verts, une variation raisonnable des paramètres de valorisation (taux d'actualisation, taux d'inflation et taux de rémunération des actifs) n'entraînerait pas de perte de valeur.

(1) La SFEC comprend trois documents : la loi de programmation énergie et climat (LPEC) qui définit les objectifs et les priorités d'action ; la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui est un outil de pilotage de la politique énergétique couvrant deux périodes successives de cinq ans ; la stratégie nationale bas carbone (SNBC) qui définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre par secteur d'activité jusqu'à 2050.

Comme évoqué précédemment, les dernières perspectives publiques de la future Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la directive sur la performance énergétique des bâtiments (EPBD) induisent de potentielles mesures défavorables aux chaudières gaz (suppression des incitations financières à l'installation de chaudières, maintien des aides à l'installation de pompes à chaleur). Ces mesures auront un impact bien moindre sur le portefeuille de clients gaz, et donc sur la valorisation des actifs d'infrastructures gazières en France, que l'aurait eu une interdiction de l'installation des chaudières, mesure qui a été retirée après avoir été proposée en 2023.

Une évolution plus substantielle du cadre réglementaire pourrait avoir un impact significatif sur la valorisation des actifs d'infrastructures gazières en France y compris sur le *goodwill* de l'UGT Infrastructure. Les Infrastructures gazières en France contribuant à 86% de la valeur recouvrable de l'UGT Infrastructure.

Il est rappelé, ci-après, la BAR 2024 (et 2023) des actifs Infrastructures gazières en France, la valeur nette comptable des actifs corporels et incorporels ainsi que les dotations aux amortissements relatives :

En millions d'euros	BAR 2024	BAR 2023	Valeur nette comptable des actifs corporels et incorporels (hors *goodwill*)	Dotations aux amortissements
GRDF	17 281	16 941	14 736	(1 098)
GRTgaz	9 384	9 362	7 744	(554)
Storengy	4 302	4 120	4 448	(163)
Elengy	912	930	348	(52)

13.4.4 *Energy Solutions*

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 1 091 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 2 540 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 2 907 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 915 millions d'euros.

Energy Solutions englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie, en France, a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 5,1% et 9,8% en 2024. Ces taux étaient compris entre 5,3% et 9% en 2023, ces taux variant en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2024, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Des pertes de valeur d'un montant total de 232 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat. Ces pertes de valeur sont principalement en lien avec des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives à moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, en France (108 millions d'euros) et en Amérique du Nord (73 millions d'euros).

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère essentiellement contractuel des activités d'*Energy Solutions*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.5 *FlexGen*

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 1 483 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 204 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 7 744 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 889 millions d'euros.

FlexGen regroupe l'ensemble des activités permettant de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité, par pompage ou par batterie) et de flexibilité aval (effacement ou déplacement de la consommation des clients *BtoC*). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène bas carbone. Le rôle de la GBU est clé dans la transition énergétique. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution de la marge captée au-delà de l'horizon liquide (i.e. l'évolution de la marge constituée du prix de l'électricité, diminué du prix du CO_2, et des combustibles).

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6,7% et 12,0% en 2024. Ces taux étaient compris entre 6,4% et 10,4% en 2023, ces taux variant en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2024, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Des pertes de valeur d'un montant total de 223 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "pertes de valeur" du compte de résultat.

Ces pertes de valeur sont essentiellement liées aux cessions, en cours ou finalisées, qui s'inscrivent dans le cadre du recentrage géographique ou des activités du Groupe :

- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, de deux centrales au Pakistan (205 millions d'euros, y compris une perte de valeur de 67 millions d'euros sur le *goodwill* alloué au titre de l'application d'IFRS 5 Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées) ;
- cession, finalisée en janvier 2025, d'une quote-part de la participation dans la société mise en équivalence SAFIEC SA ("Safi") au Maroc (54 millions d'euros) ;
- cession, finalisée en 2024, de la participation détenue dans Senoko à Singapour (reprise de perte de valeur de 66 millions d'euros).

Le Groupe a également comptabilisé, au sein la ligne "Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence", une perte de valeur sur des actifs de production thermique en Italie (88 millions d'euros) en raison d'un moins bon positionnement des actifs dans l'ordre de mérite dans un contexte de baisse des prévisions de prix.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 2% sur la valeur recouvrable des centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 2% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne aurait un impact négatif de 6% sur la valeur recouvrable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 6% sur ce calcul.

13.4.6 *Retail*

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 1 843 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 519 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 97 millions d'euros.

Retail regroupe les activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des principales activités de services et de commercialisation d'énergie en Europe a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme d'environ 2% par an.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 7,8% et 10,3% en 2024. Ces taux étaient compris entre 8% et 10,6% en 2023, ces taux variant en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2024, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Des pertes de valeur d'un montant total de 250 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat. Ces pertes de valeur sont essentiellement liées aux effets induits par la cession, non encore finalisée en 2024, des entités portant les actifs de fourniture de solutions solaires et de mini-réseaux payants en Afrique (0,2 milliard d'euros).

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de *Retail*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.7 Nucléaire

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* est de 797 millions d'euros, les immobilisations incorporelles s'élèvent à 981 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 670 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 62 millions d'euros.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

ENGIE et l'État belge ont signé le 13 décembre 2023 un accord afin de prolonger de 10 ans les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 (voir Note 17.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire"). Cet accord prévoit notamment la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées, détenue à parité par l'État belge et ENGIE, alignant les intérêts entre les deux parties et assurant la pérennité de leurs engagements. Le modèle économique de l'extension est construit sur base d'une répartition équilibrée des risques à travers notamment un mécanisme de Contrat pour Différence garantissant la valeur des investissements de prolongation avec un intéressement limité de l'opérateur industriel à une bonne performance technique et économique des installations. Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge, concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025 (voir Note 24.2). Le Parlement belge avait par ailleurs approuvé, le 18 avril 2024, les amendements législatifs nécessaires pour créer le cadre requis pour la mise en œuvre de cet accord (voir Note 17.2).

Par ailleurs, pour l'horizon jusqu'à l'extension des deux unités nucléaires belges et pour celui couvrant les droits de tirage sur les centrales nucléaires en France, les prévisions de flux de trésorerie reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre régulatoire (notamment sur la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, le taux d'actualisation constitue également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de ces activités. Il s'établit à 7,1% pour l'exercice 2024.

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme des droits de tirages sur les centrales de Chooz B et Tricastin ont été déterminées sur la base de la durée résiduelle des contrats ainsi que sur une hypothèse de prolongation de 10 ans.

En France, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a autorisé le redémarrage de Tricastin 1 le 20 décembre 2019 après son arrêt pour quatrième visite décennale et a publié, le 3 décembre 2020, un projet de décision fixant les conditions de la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans. La voie est ainsi ouverte à la confirmation d'une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de la série des 900 MW à formaliser dans les prochaines années après fixation des conditions de poursuite de l'exploitation par l'Autorité de Sûreté Nucléaire et enquête publique. En août 2023, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a remis

son avis concernant la poursuite d'exploitation de l'unité n° 1 de Tricastin pour 10 années complémentaires. Le réacteur mis en service en 1980 est donc autorisé à être exploité pendant 50 ans. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années des unités nucléaires, et des droits de tirage correspondants, au-delà de leur quatrième visite décennale. La quatrième visite décennale de Tricastin s'est achevée en 2024 par l'unité n° 4, tandis que la troisième visite décennale de Chooz B a eu lieu en 2019. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte dans les tests de dépréciation des exercices précédents.

Résultats du test de perte de valeur

La valeur recouvrable de l'activité Nucléaire demeure au-dessus de la valeur du *goodwill* particulièrement du fait de l'excédent de valeur attaché aux unités en France.

Des pertes de valeur d'un montant total de 2 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire en France, au-delà de l'horizon liquide, se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,5 milliard d'euros. Elle s'accompagnerait d'une perte de valeur du *goodwill* de 0,3 milliard d'euros.

Compte tenu de la mise en place du mécanisme de Contrat pour Différence dans le cadre de l'extension des unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3, la valeur recouvrable des unités nucléaires belges est peu sensible à la variation des prix de l'électricité sur la production électrique d'origine nucléaire en Belgique.

Une diminution de 5% du taux de disponibilité des centrales en France se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,2 milliard d'euros mais ne s'accompagnerait pas d'une perte de valeur.

13.4.8 Autres

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 512 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 850 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 1 496 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 80 millions d'euros.

Cet ensemble regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture *BtoB* en France d'Entreprises & Collectivités (E&C), de Tractebel ainsi que du *Corporate*, des *holdings* et d'autres entités. Ces entités présentent des marges importantes entre la valeur recouvrable et la valeur nette comptable au 31 décembre 2024.

Une reprise de perte de valeur d'un montant total de 42 millions d'euros a été comptabilisée en 2024 au sein de la ligne "pertes de valeur" du compte de résultat, et concerne essentiellement :

- la perte de valeur comptabilisée sur les actifs d'EVBox suite à la décision d'arrêt des activités (96 millions d'euros) ;
- une reprise de perte de valeur de 171 millions d'euros pour tenir compte des effets de la cession, non encore finalisée au 31 décembre 2024, de la participation du Groupe dans E&E Algeria Touat BV, société détentrice d'une part de 65% dans le groupement TouatGaz, opérant sur le gisement gazier de Touat en Algérie.

NOTE 14 INSTRUMENTS FINANCIERS

14.1 Actifs financiers

PRINCIPES COMPTABLES

Conformément aux principes de la norme IFRS 9 – *Instruments financiers*, les actifs financiers sont comptabilisés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par capitaux propres, soit à la juste valeur par résultat en fonction des deux critères suivants :

- un premier critère relatif aux caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de chaque instrument. L'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels vise à déterminer si ces flux sont "uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sur le principal restant dû" (dit test "SPPI" ou *Solely Payments of Principal and Interest*) ;
- un second critère relatif au modèle économique utilisé par l'entreprise pour gérer ses actifs financiers. La norme IFRS 9 définit trois modèles économiques différents. Un premier modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, un deuxième modèle dont l'objectif économique est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers et les "autres" modèles économiques.

L'identification du modèle économique et l'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels nécessitent du jugement pour s'assurer que les actifs financiers sont classés dans la catégorie appropriée.

Lorsque l'actif financier est un placement dans un instrument de capitaux propres, et qu'il n'est pas détenu à des fins de transaction, le Groupe peut faire le choix irrévocable de présenter les profits et pertes sur ce placement en autres éléments du résultat global.

À l'exception des créances commerciales, qui sont évaluées conformément à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15, les actifs financiers sont, lors de leur comptabilisation initiale, évalués à leur juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

À chaque clôture, le risque de crédit des actifs financiers à revenus fixes évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par les capitaux propres fait l'objet d'une provision établie selon la méthode des pertes de crédits attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 évalués à leur juste valeur.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	14.1	7 722	11 959	19 681	14 817	2 170	16 987
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*903*	*-*	*903*	*1 902*	*-*	*1 902*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*226*	*-*	*226*	*222*	*-*	*222*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*1 414*	*24*	*1 438*	*1 753*	*119*	*1 873*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*1 468*	*785*	*2 253*	*2 915*	*654*	*3 569*
Prêts et créances au coût amorti		*3 711*	*11 150*	*14 861*	*8 024*	*1 397*	*9 421*
Créances commerciales et autres débiteurs	7.2	-	15 880	15 880	-	20 092	20 092
Actifs de contrats	7.2	3	9 229	9 232	1	9 530	9 531
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	16 928	16 928	-	16 578	16 578
Instruments financiers dérivés	14.4	6 689	6 366	13 055	12 764	8 481	21 245
TOTAL		**14 413**	**60 362**	**74 776**	**27 582**	**56 850**	**84 433**

14.1.1 Autres actifs financiers

14.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

PRINCIPES COMPTABLES

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**1 902**	**222**	**2 124**
Acquisitions	371	76	447
Cessions	(1 582)	(47)	(1 628)
Variations de juste valeur	224	(23)	201
Variations de périmètre, change et divers	(13)	(2)	(15)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**903**	**227**	**1 129**
Dividendes	3	5	8

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 653 millions d'euros d'instruments cotés (1 653 millions d'euros au 31 décembre 2023) et 476 millions d'euros d'instruments non cotés (473 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le Groupe a procédé sur la période à des cessions d'instruments de capitaux propres en vue de réinvestir, au sein de la ligne "Prêts et créances au coût amorti", les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires.

14.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

PRINCIPES COMPTABLES

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit "SPPI"), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires.

Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulé qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit "SPPI") ou dont la détention s'inscrit dans un "autre" modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation*, compte tenu de l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

En millions d'euros	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**1 873**	-	**2 685**	**884**	**5 441**
Acquisitions	2 203	-	652	280	3 135
Cessions	(2 649)	(1)	(844)	(154)	(3 649)
Variations de juste valeur	5	-	191	26	222
Variations de périmètre, change et divers	6	1	(1 466)	-	(1 458)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**1 438**	-	**1 218**	**1 035**	**3 691**

Les instruments de dette à la juste valeur au 31 décembre 2024 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 2 633 millions d'euros (voir Note 17.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées"), et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 1 035 millions d'euros (respectivement 4 536 millions d'euros et 884 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le Groupe a procédé sur la période à des cessions d'instruments de dette en vue de réinvestir, au sein de la ligne "Prêts et créances au coût amorti", les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires.

14.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

PRINCIPES COMPTABLES

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test "SPPI"), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Le Groupe a conclu des contrats de concessions avec certaines autorités publiques au titre desquels les travaux de construction, d'extension ou d'amélioration de l'infrastructure sont réalisés en contrepartie d'un droit inconditionnel à recevoir du concessionnaire un paiement en trésorerie ou en autres actifs financiers. Dans ce cas, le Groupe constate une créance financière sur le concédant.

Le Groupe a conclu des contrats de services ou des contrats take-or-pay qui sont ou contiennent des contrats de location et dans lesquels le Groupe agit comme bailleur et ses clients comme preneurs. Ces contrats font l'objet d'une analyse selon les principes d'IFRS 16 afin de déterminer s'ils qualifient de contrats de location simple ou de contrats de location-financement. Si un contrat transfère au client, le preneur, la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif, ce contrat est considéré comme un contrat de location-financement et une créance financière est constatée pour refléter le financement accordé par le Groupe à son client.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Il convient de se reporter à la Note 15 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

	31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti	914	10 020	10 934	5 021	350	5 371
Autres créances au coût amorti	264	874	1 139	219	648	867
Créances de concessions	2 222	195	2 417	2 349	211	2 559
Créances de location financement	310	61	370	435	188	624
TOTAL	**3 711**	**11 150**	**14 861**	**8 024**	**1 397**	**9 421**

Les prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti comprennent la trésorerie des instruments de dette de Synatom en attente de placement pour 9 622 millions d'euros (3 777 millions d'euros au 31 décembre 2023) (voir Note 17.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées"). La variation de la période est notamment liée au réinvestissement des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires, dont les actifs étaient précédemment placés dans des instruments de capitaux propres et de dette évalués à la juste valeur.

Les créances de concessions s'élèvent à 2 417 millions d'euros au 31 décembre 2024 (2 559 millions d'euros au 31 décembre 2023). Elles concernent principalement les concessions de transport d'électricité Novo Estado et Gralha Azul au Brésil, ainsi que la concession de Kathu Solar Park (RF) Proprietary Trading en Afrique du Sud.

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

		Évaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur attendue
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**531**	**1**	**(1)**
Au 31 décembre 2023	280	(35)	(6)

Créances de location-financement

Les contrats de location-financement relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats de vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Paiements minimaux non actualisés	1 011	1 006
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	54	46
Total investissement brut	**1 065**	**1 052**
Produits financiers non acquis	**440**	**276**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**624**	**776**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*578*	*733*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*46*	*43*

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Au cours de la 1re année	243	222
De la 2e à la 5e année comprise	405	360
Au-delà de la 5e année	363	423
TOTAL	**1 011**	**1 006**

14.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

Les créances commerciales et autres débiteurs ainsi que les actifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

14.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

PRINCIPES COMPTABLES

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts bancaires sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

À chaque clôture, le risque de crédit afférent aux différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie fait l'objet d'une provision établie selon la méthode des pertes de crédits attendues.

Le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" s'élève à 16 928 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 16 578 millions d'euros au 31 décembre 2023. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (50%), de dépôts à terme et comptes courants à moins d'un mois (36%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (14%).

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des "obligations vertes" (voir Chapitre 5 du Document d'enregistrement universel) et non encore alloués à des projets éligibles.

Le résultat enregistré sur le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" au 31 décembre 2024 s'établit à 803 millions d'euros, contre 596 millions d'euros en 2023.

14.1.4 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2024, l'encours cédé au titre d'opérations de ventes réelles et sans recours d'actifs financiers conduisant à une décomptabilisation totale, est de l'ordre de 0,5 milliard d'euros (contre 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2023).

14.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 308	3 685

Ce poste est principalement constitué d'instruments de capitaux propres et d'actions qui ont été donnés en garantie de dettes financières, principalement au Brésil.

14.2 Passifs financiers

PRINCIPES COMPTABLES

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces éléments sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc comptabilisés en résultat sur la durée de vie de l'emprunt sur la base du coût amorti.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit "incorporé". En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante "dérivé incorporé", à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante "passif financier" déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en "Passifs au coût amorti" pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en "Passifs évalués à la juste valeur par résultat" pour les instruments financiers dérivés et pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2024 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	14.3	42 880	9 127	52 006	37 920	9 367	47 287
Fournisseurs et autres créanciers	14.2	-	19 007	19 007	-	22 976	22 976
Passifs de contrats	7.2	153	3 818	3 971	93	3 960	4 053
Instruments financiers dérivés	14.4	7 695	4 893	12 588	16 755	7 806	24 561
Autres passifs financiers		97	-	97	82	-	82
TOTAL		**50 826**	**36 844**	**87 670**	**54 851**	**44 108**	**98 959**

14.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Fournisseurs	17 966	22 188
Dettes sur immobilisations	1 041	787
TOTAL	**19 007**	**22 976**

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

14.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

14.3 Endettement financier net

14.3.1 Endettement financier net par nature

		31 déc. 2024			31 déc. 2023		
En millions d'euros		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	33 341	1 409	34 750	29 217	1 039	30 256
	Emprunts bancaires	6 003	844	6 847	5 985	763	6 748
	Titres négociables à court terme	-	5 001	5 001	-	5 606	5 606
	Dettes de location	3 270	473	3 743	2 677	470	3 147
	Autres emprunts [1]	266	1 138	1 404	41	1 034	1 074
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	262	262	-	455	455
	Total emprunts	**42 880**	**9 127**	**52 006**	**37 920**	**9 367**	**47 287**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [2]	(319)	(1 555)	(1 874)	(303)	(1 111)	(1 414)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(16 928)	(16 928)	-	(16 578)	(16 578)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [3]	(41)	60	19	177	20	198
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**42 520**	**(9 296)**	**33 223**	**37 795**	**(8 302)**	**29 493**

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour -42 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 433 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 452 millions d'euros (contre respectivement -41, 481 et 268 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(2) Ce montant inclut notamment les actifs liés au financement pour 66 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 1 035 millions d'euros et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 772 millions d'euros (contre respectivement 105, 884 et 425 millions d'euros au 31 décembre 2023).

(3) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 31 décembre 2024 à 46 792 millions d'euros pour une valeur comptable de 48 143 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 10 "Résultat financier".

14.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

En millions d'euros		31 déc. 2023	Flux issus des activités de financement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investissement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Écarts de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2024
Emprunts	Emprunts obligataires	30 256	4 083	-	-	(32)	443	34 750
	Emprunts bancaires	6 748	(170)	-	-	(261)	530	6 847
	Titres négociables à court terme	5 606	(635)	-	-	30	-	5 001
	Dettes de location [1][2]	3 147	(461)	-	-	59	998	3 743
	Autres emprunts	1 074	2 690	-	383	1	(2 745)	1 404
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	455	(2 779)	-	-	(4)	2 591	262
	Total emprunts	**47 287**	**2 727**	-	**383**	**(207)**	**1 816**	**52 006**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(1 414)	(475)	-	(28)	8	35	(1 874)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(16 578)	-	(95)	-	8	(263)	(16 928)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	198	(338)	-	(57)	217	(1)	19
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**29 493**	**1 915**	**(95)**	**299**	**26**	**1 587**	**33 223**

(1) Dettes de location : le montant de -461 millions d'euros dans la colonne "Flux issus des activités de financement" correspond aux paiements de la dette de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à -544 millions d'euros dont 83 millions d'euros d'intérêts).

(2) Dettes de location : le montant de 998 millions d'euros dans la colonne "Variations de périmètres et Autres" correspond principalement à la comptabilisation de nouveaux droits d'utilisation, dont ceux relatifs au futur Campus d'ENGIE, ainsi qu'à la location de navires GNL.

14.3.3 Description des principaux événements de la période

14.3.3.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours de l'année 2024, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de +26 millions d'euros, dont +504 millions d'euros sur le dollar américain et -558 millions d'euros sur le real brésilien.

Les cessions et les acquisitions au cours de 2024 (y compris les effets de variations de périmètres) ont impacté la dette nette à hauteur de +533 millions d'euros. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 882 millions d'euros (voir Note 4.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2024"), dont la cession en janvier 2024 d'une participation de 15% dans TAG pour 0,4 milliard d'euros ;
- des acquisitions réalisées sur l'exercice, qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 1 415 millions d'euros (voir Note 4.2 "Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2024"). La principale opération concerne l'acquisition au Brésil, en mars 2024, de cinq complexes photovoltaïques, pour 0,6 milliard d'euros.

14.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2024 :

Entité	Type	Devise	Coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Montant en cours *(en millions de devises)*	Montant en cours *(en millions d'euros)*
ÉMISSIONS							
ENGIE SA	obligations	€	3,625%	06/03/2024	06/03/2031	600	600
ENGIE SA	obligations vertes	€	3,875%	06/03/2024	06/03/2036	800	800
ENGIE SA	obligations vertes	€	4,250%	06/03/2024	06/03/2044	600	600
ENGIE SA	obligations US	$	5,250%	10/04/2024	10/04/2029	750	693
ENGIE SA	obligations US	$	5,625%	10/04/2024	10/04/2034	750	693
ENGIE SA	obligations US	$	5,875%	10/04/2024	10/04/2054	500	462
ENGIE SA	obligations vertes GBP	£	5,750%	28/10/2024	28/10/2050	500	600
EECL	obligations	$	6,375%	17/04/2024	17/04/2034	500	469
EECL	obligations vertes	CHF	2,128%	26/09/2024	26/09/2029	190	201
EBE SA	obligations	BRL	12,4974%	15/06/2024	15/08/2029	863	
EBE SA	obligations	BRL	IPCA+6,375%	15/06/2024	15/06/2034	637	514
EBE SA	obligations	BRL	12,2372%	25/09/2024	25/09/2030	1 500	
REMBOURSEMENTS							
ENGIE SA	obligations	JPY	0,535%	16/09/2015	16/01/2024	20 000	122
ENGIE SA	obligations	€	0,875%	27/03/2017	27/03/2024	480	480
ENGIE SA ("GDF SUEZ")	obligations	NOK	4,020%	22/04/2013	22/04/2024	500	44
ENGIE SA ("GDF SUEZ")	obligations	CHF	1,625%	10/09/2012	10/09/2024	175	184
EECL [(1)]	obligations	$	4,5%		29/01/2025	214	198

(1) Sur un montant en cours total de 350 millions de dollars américains.

14.4 Instruments financiers dérivés

PRINCIPES COMPTABLES

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de référence externe, une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré sera utilisée.

La variation de juste valeur des instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (voir Note 15 "Risques liés aux instruments financiers").

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent les contrats de type *swaps, options, futures, swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites "normales" et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IFRS 9. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est conclu et maintenu en vue de la réception ou la livraison physique des matières premières, selon les besoins prévus par le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats similaires et que ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IFRS 9. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de la situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie ou (iii) couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de la situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de la situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Instruments dérivés de couverture : identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein (i) du résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et (ii) du résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de la situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données de marché :

- la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;

- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas, ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des "pertes attendues" ("*Expected loss*") et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit ("*credit rating*") attribuées à chaque contrepartie (approche dite "des probabilités historiques").

Compensation des actifs et passifs financiers dans l'état de la situation financière

Les actifs et passifs financiers font l'objet d'une présentation nette dans l'état de la situation financière lorsque les critères de compensation de la norme IAS 32 sont remplis. La compensation porte sur des instruments conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge). En particulier, la compensation des actifs et passifs dérivés relatifs à des matières premières est réalisée pour des transactions conclues avec une même contrepartie, dans la même devise, par type de matière première et point de livraison et ayant des maturités identiques.

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

	31 déc. 2024						31 déc. 2023					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	472	73	545	431	133	564	279	111	390	457	131	588
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	4 948	6 577	11 525	5 715	5 887	11 602	10 984	8 344	19 328	15 132	7 516	22 648
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [1]	1 269	79	1 348	1 549	77	1 626	1 501	26	1 526	1 167	159	1 325
TOTAL	**6 689**	**6 730**	**13 418**	**7 695**	**6 096**	**13 792**	**12 764**	**8 481**	**21 245**	**16 755**	**7 806**	**24 561**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

Le montant net des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières présenté dans l'état de la situation financière est déterminé après la prise en compte des accords de compensation répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Cette compensation génère des effets au bilan en 2024 de l'ordre de 3,4 milliards d'euros et porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatérisation (appels de marge).

Le solde des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières est en baisse par rapport au 31 décembre 2023, en raison de normalisation des prix des matières premières sur 2024. Ces dérivés ont pour principales échéances 2025 et 2026.

14.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, est présenté dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2024				31 déc. 2023			
En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	Montant net Total	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	Montant net Total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	14 924	11 525	(2 509)	9 016	28 522	19 328	(4 927)	14 401
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 893	1 893	(132)	1 761	1 917	1 917	(469)	1 448
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(15 000)	(11 602)	1 332	(10 270)	(31 843)	(22 648)	3 898	(18 750)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 190)	(2 190)	605	(1 584)	(1 913)	(1 913)	415	(1 498)

(1) Montant net présenté dans l'état de la situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Cette compensation porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge).
(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

14.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

14.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	4 796	3 285	-	1 511	7 552	6 189	-	1 363
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*903*	*653*	-	*250*	*1 902*	*1 653*	-	*249*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*226*	-	-	*226*	*222*	-	-	*222*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*1 438*	*1 438*	-	-	*1 873*	*1 873*	-	-
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*2 229*	*1 195*	-	*1 034*	*3 555*	*2 663*	-	*891*
Instruments financiers dérivés	13 418	47	11 975	1 397	21 245	43	20 087	1 114
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*545*	-	*545*	-	*390*	-	*390*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [1]	*7 526*	-	*6 905*	*620*	*16 614*	-	*16 263*	*351*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading [1]	*4 000*	*47*	*3 176*	*776*	*2 714*	*43*	*1 907*	*764*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 348*	-	*1 348*	-	*1 526*	-	*1 526*	-
TOTAL	**18 214**	**3 332**	**11 975**	**2 908**	**28 796**	**6 232**	**20 087**	**2 477**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat.

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 14.4 "Instruments financiers dérivés".

Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**249**	-	**222**	**891**	**1 363**
Acquisitions	12	-	76	280	367
Cessions	(2)	(1)	(47)	(192)	(242)
Variations de juste valeur	4	-	(23)	24	6
Variations de périmètre, change et divers	(13)	1	(2)	31	16
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**250**	-	**226**	**1 034**	**1 511**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					(30)

Instruments financiers dérivés

La variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Net Actif/(Passif)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(1 188)**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	500
Dénouements	314
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	77
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**(297)**
Gains/(pertes) *Day-One* différés	3
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(295)**

14.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	9 555	-	9 555	-	5 755	-	5 755	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	37 237	23 711	13 527	-	37 239	23 251	13 988	-
Instruments financiers dérivés	13 792	30	12 071	1 691	24 561	112	22 063	2 385
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	564	-	564	-	588	-	588	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [(1)]	8 114	-	7 094	1 020	20 933	-	20 081	852
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading [(1)]	3 488	30	2 787	671	1 715	112	70	1 533
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 626	-	1 626	-	1 325	-	1 325	-
TOTAL	**60 584**	**23 740**	**35 152**	**1 691**	**67 555**	**23 363**	**41 806**	**2 385**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat.

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 14.4 "Instruments financiers dérivés".

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

NOTE 15 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers (hors risques de marché sur matières premières présentée ci-après) est présentée dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque" du Document d'enregistrement universel.

15.1 Risques de marché

15.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, essentiellement gaz naturel et électricité.

15.1.1.1 Activités de portfolio management

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, vente d'énergies, stockage par pompage et par batterie et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de p*ortfolio management* au 31 décembre 2024 sont présentées dans le tableau ci-après. Ces sensibilités continuent à être établies dans un contexte d'incertitude.

Ces hypothèses ne constituent pas une estimation des prix de marché futurs et ne sont par ailleurs pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des éléments couverts sous-jacents (contrats d'achat et de vente de matières premières), non comptabilisés en juste valeur.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ (1)

		31 déc. 2024		31 déc. 2023	
En millions d'euros	Variations de prix	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 $US/bbl	-	42	-	64
Gaz naturel – Europe	-10 €/MWh	(284)	(957)	(411)	(1 288)
Gaz naturel – Europe	+10 €/MWh	278	957	398	1 288
Gaz naturel – Reste du monde	+3 €/MWh	28	199	37	138
Électricité – Europe	-20 €/MWh	65	(598)	(353)	338
Électricité – Europe	+20 €/MWh	(65)	598	353	(338)
Électricité – Reste du monde	+5 €/MWh	(448)	-	(166)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	29	4	12	9
EUR/USD	+10%	75	(183)	(40)	(111)
EUR/GBP	+10%	(1)	-	66	-

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de portfolio management.

15.1.1.2 Activités de *trading*

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 2 253 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 3 441 millions d'euros en 2023).

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets. Ses missions consistent à gérer les risques du portefeuille énergétique physique et financier pour le Groupe ou des clients externes, en leur offrant un accès au marché et en mettant en place des stratégies de couverture sur mesure ;
- au sein d'ENGIE SA au titre essentiellement de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz.

Ces entités interviennent sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des instruments dérivés tel que les *futures*, les *forwards*, les *swaps* ou les options. Les expositions des activités de trading sur les marchés de l'énergie sont strictement encadrées par un suivi quotidien du respect de la limite de *Value at Risk* (VaR).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *VaR* fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la *VaR*. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La *VaR* présentée ci-après correspond aux *VaR* globales des entités ayant des activités de *trading* du Groupe.

VALUE AT RISK

En millions d'euros	31 déc. 2024	2024 moyenne [1]	Maximum 2024 [2]	Minimum 2024 [2]	2023 moyenne [1]
Activités de trading	7	13	27	5	15

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2024.

Les limites de *VaR* sont fixées dans le cadre d'une gouvernance Groupe, qui a été renforcée depuis le début de la crise pour tenir compte d'un contexte de marchés plus volatils. Le minimum et le maximum, en 2024, sont à comparer respectivement à 4 millions d'euros et à 39 millions d'euros en 2023.

Le suivi permanent des risques de marché et l'application stricte de ces mesures ont permis au Groupe de réaliser ses activités de trading de manière encadrée au cours de l'exercice.

15.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*), en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, pour réduire les risques sur matières premières liés principalement aux flux de trésorerie futurs de ventes et d'achats fermes ou anticipés de matières premières. Ces instruments peuvent être réglés en net ou par livraison physique.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, des décalages potentiels des dates de règlement et, dans un contexte de volatilité des prix de marché des matières premières, des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	4 948	2 577	(5 715)	(2 399)	10 984	5 630	(15 132)	(5 801)
Couverture de flux de trésorerie	*520*	*1 570*	*(575)*	*(811)*	*1 648*	*4 268*	*(2 321)*	*(5 782)*
Autres instruments financiers dérivés	*4 428*	*1 007*	*(5 140)*	*(1 588)*	*9 336*	*1 362*	*(12 811)*	*(19)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	4 000	-	(3 488)	-	2 714	-	(1 715)
TOTAL	**4 948**	**6 577**	**(5 715)**	**(5 887)**	**10 984**	**8 344**	**(15 132)**	**(7 516)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives d'une mesure de performance opérationnelle dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) seront compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions couvertes sous-jacentes.

15.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	313	1 014	(277)	(516)	760	1 848	(1 052)	(2 733)
Électricité	199	251	(297)	(69)	660	2 081	(1 057)	(2 664)
Pétrole	-	304	-	(225)	227	338	(211)	(384)
Autres [1]	8	1	(1)	(1)	1	1	(1)	(1)
TOTAL	**520**	**1 570**	**(575)**	**(811)**	**1 648**	**4 268**	**(2 321)**	**(5 782)**

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

MONTANTS NOTIONNELS (NETS) [1]

	Unité	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024
Gaz naturel	*GWh*	115 535	29 444	5 460	(9 518)	(16 007)	(30)	124 884
Électricité	*GWh*	7 184	8 952	6 242	2 027	71	-	24 476
Produits pétroliers	*Milliers de barils*	(11 191)	-	-	-	-	-	(11 191)
Change	*Millions d'euros*	-	-	-	-	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	*Milliers de tonnes*	(141)	(207)	32	52	20	-	(244)

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

EFFETS DE LA COMPTABILITÉ DE COUVERTURE SUR LA SITUATION FINANCIÈRE ET LA PERFORMANCE DU GROUPE

	31 déc. 2024				31 déc. 2023	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	2 091	(1 386)	705	4 885	(2 187)	10 553
TOTAL	**2 091**	**(1 386)**	**705**	**4 885**	**(2 187)**	**10 553**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste valeur	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [1]	Part inefficace comptabilisée en résultat [1]	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [1]	Ligne du compte de résultat
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	4 885	705		675	(330)	3 587	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			4 835				

(1) Gains/(pertes).

L'inefficacité de couverture, est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2024 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis leur mise en place.

MATURITÉ DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES DÉSIGNÉS COMME COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Juste valeur des dérivés par date de maturité	607	104	(8)	1	7	(6)	705	(2 187)

MONTANTS PRÉSENTÉS DANS L'ÉTAT DES VARIATIONS DE CAPITAUX PROPRES ET DU RÉSULTAT GLOBAL

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(3 852)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	675
Montant recyclé des capitaux propres en résultat	3 587
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	-
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**409**

15.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

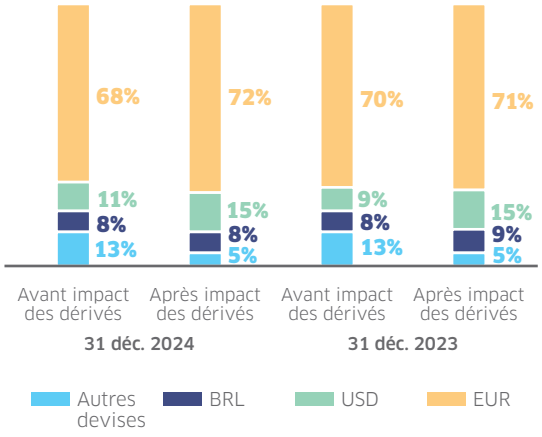
15.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, et (iii) un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments du bilan et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

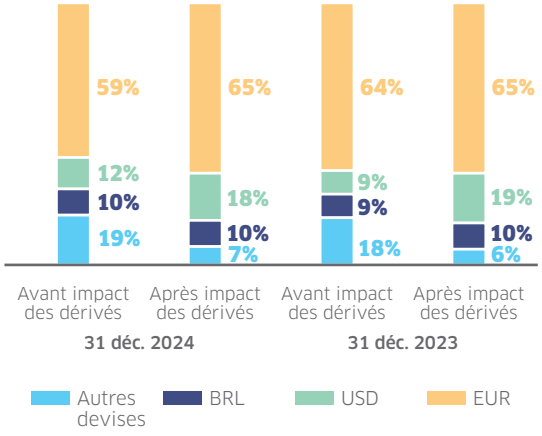
15.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES EMPRUNTS



ENDETTEMENT FINANCIER NET



15.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la Direction de la Trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

	31 déc. 2024			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+10% (1)	-10% (1)	+10% (1)	-10% (1)
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière (2)	(6)	6	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net (3)	NA	NA	673	(673)

(1) +(-)10% : dépréciation (appréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro.
(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net.
(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

15.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé ("taux variable *cappé*") au niveau de l'endettement financier net du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

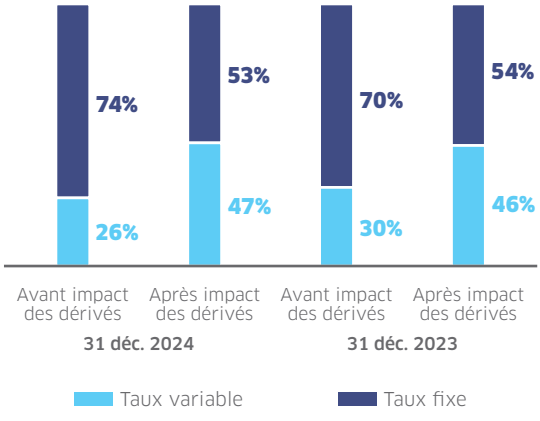
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options sur taux.

Le Groupe a également recours à des précouvertures de taux d'intérêt à terme visant à protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette.

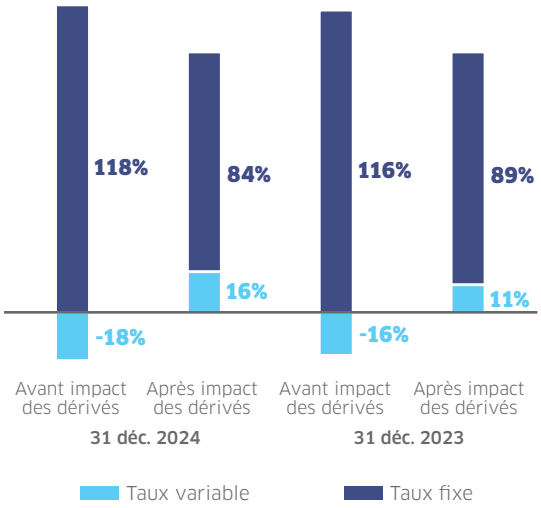
15.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES EMPRUNTS



ENDETTEMENT FINANCIER NET



15.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement financier net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

En millions d'euros	31 déc. 2024			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(46)	46	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	17	(17)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	47	(167)

15.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

15.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est géré conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

- **risque transactionnel lié aux opérations courantes**

  Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée sur un volume "sans regrets".

  Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes ;

- **risque transactionnel lié aux projets**

  La gestion de ces risques FX (sur des projets d'investissements, acquisitions, cessions et autres projets de restructuration) tient compte de la probabilité d'occurrence du risque et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé ;

- **risque translationnel**

  La pertinence de la couverture de ce risque translationnel (i.e. risque sur un actif net dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro) est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a essentiellement recours aux instruments suivants :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls, puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts.

15.1.5.2 Gestion du risque de taux d'intérêt

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt par ses activités de financement et d'investissement. Le risque de taux d'intérêt désigne un risque financier découlant des fluctuations des taux d'intérêt de référence, qui peuvent augmenter le coût de la dette et affecter la viabilité des investissements. Les taux d'intérêt de référence sont les taux d'intérêt du marché, tels que l'EURIBOR et le SOFR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Les deux principales sources de risque de taux d'intérêt sont les suivantes :

- **risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe**

  Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe ;

- **risque de taux d'intérêt lié aux projets**

  La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques (i.e. projets d'investissements, acquisitions, cessions et autres projets de restructuration) est mise en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a essentiellement recours aux instruments suivants :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré permettant de gérer les taux d'intérêt de référence. Ces instruments comprennent :
  - des *swaps*, pour transformer la nature du paiement d'intérêts sur les dettes, généralement en les passant d'un taux fixe à un taux variable ou l'inverse, et
  - des options classiques sur taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement de l'évolution de la qualité de crédit des contreparties et des charges liées, ainsi que des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

15.1.5.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture (couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net) lorsque cela est possible et pertinent, et gère également un portefeuille d'instruments financiers dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette financière nette et de change.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps FX*, des contrats à terme et des *cross-currency swaps* mais également des dettes en devises

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont ci-dessous :

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	472	73	(431)	(133)	279	111	(457)	(131)
Couverture de juste valeur	*273*	*48*	*(318)*	*(36)*	*190*	*43*	*(289)*	*(21)*
Couverture de flux de trésorerie	*147*	*3*	*(66)*	*(9)*	*43*	*-*	*(120)*	*(45)*
Dérivés non qualifiés de couverture	*52*	*22*	*(46)*	*(88)*	*47*	*68*	*(48)*	*(66)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 269	79	(1 549)	(77)	1 501	26	(1 167)	(159)
Couverture de flux de trésorerie	*205*	*30*	*(739)*	*(23)*	*189*	*2*	*(351)*	*(91)*
Couverture d'investissement net	*37*	*-*	*(115)*	*-*	*180*	*-*	*(1)*	*-*
Dérivés non qualifiés de couverture	*1 027*	*49*	*(696)*	*(54)*	*1 131*	*23*	*(815)*	*(67)*
TOTAL	**1 741**	**152**	**(1 980)**	**(209)**	**1 780**	**137**	**(1 623)**	**(290)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants relatifs au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants de marché. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives d'une mesure de performance financière dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix ou à l'évolution des notations de crédit, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) seront compensées, pour la couverture de flux de trésorerie, par des flux de trésorerie futurs des transactions couvertes sous-jacentes.

Montants, échéances et incertitudes des flux de trésorerie futurs

En millions d'euros Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CCS	USD	(755)	(45)	(99)	-	(226)	(48)	(337)
			GBP	(2 714)	-	-	-	(603)	-	(2 111)
			EUR	(553)	-	-	-	(222)	-	(331)
			CHF	(643)	-	-	(202)	-	(202)	(239)
			HKD	(285)	-	-	(112)	-	-	(174)
			PEN	(188)	-	(64)	(65)	(59)	-	-
			AUD	(119)	(69)	-	-	-	-	(51)
	Variable	CCS	CNH	(221)	-	-	(28)	(111)	(83)	-
Payeur	Fixe	CCS	EUR	4 093	75	-	125	968	125	2 799
			USD	995	-	73	74	294	217	337
	Variable	CCS	EUR	195	-	-	195	-	-	-
			BRL	121	39	82	-	-	-	-

En millions d'euros Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	IRS	EUR	10 979	813	1 247	378	(94)	72	8 562
			MYR	66	4	4	4	4	4	47
			USD	1 518	42	775	253	38	76	334
			ZAR	177	39	7	9	10	12	100
	Variable	IRS	BRL	515	-	-	-	49	133	332
			EUR	21 105	4 467	1 950	800	138	300	13 450
			GBP	302	-	-	-	-	-	302
			USD	963	-	-	-	-	481	481

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou "CCS"). Leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 15.1.3.2 "Analyse de sensibilité au risque de change" et à un coût moyen de la dette brute de 4,6%, présenté dans la Note 10 "Résultat financier".

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

Dérivés de change

	31 déc. 2024				31 déc. 2023	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	193	(803)	(611)	4 256	(530)	4 708
Couverture d'investissement net	37	(115)	(78)	5 531	179	5 596
Dérivés non qualifiés de couverture	48	(146)	(65)	13 026	16	12 086
TOTAL	**278**	**(1 064)**	**(753)**	**22 813**	**(335)**	**22 391**

Dérivés de taux

	31 déc. 2024				31 déc. 2023	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	321	(354)	(33)	12 020	(77)	7 975
Couverture de flux de trésorerie	193	(35)	140	2 928	158	3 399
Dérivés non qualifiés de couverture	1 102	(737)	390	26 081	258	25 438
TOTAL	**1 616**	**(1 126)**	**497**	**41 029**	**339**	**36 812**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste valeur [1]	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [2]	Part inefficace comptabilisée en résultat [2]	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [2]	Ligne du compte de résultat
Couverture de juste valeur	Instruments de couverture	12 020	(33)	(33)	-	16	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts [3][4]	9 422	(42)	3 800	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	7 184	(470)	(523)	308	4	(35)	Autres produits et charges financiers/ Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			525				

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste valeur [1]	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [2]	Part inefficace comptabilisée en résultat [2]	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [2]	Ligne du compte de résultat
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	5 531	(78)	(58)	303	NA	(38)	Autres produits et charges financiers/ Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			58				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de -33 millions d'euros, est présenté en emprunts à long terme et à court terme.
(2) Gains/(pertes).
(3) La différence entre la variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace relative aux instruments de couverture, et celle relative aux éléments couverts, correspond au coût amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur.
(4) Dont 23 millions d'euros liés à des éléments de couverture qui ont cessé d'être ajustés du fait de la déqualification de la relation de couverture de juste valeur.

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts, depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2024 reflète leur évolution cumulative depuis la mise en place des couvertures. Le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2024, aucun impact significatif en termes d'inefficacité ou de déqualification de certaines couvertures n'a été constaté à la clôture.

Maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Juste valeur des dérivés par date de maturité	19	27	17	(78)	8	(463)	(470)	(371)

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette – couverture du risque de change [1]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de taux d'intérêt [1][3]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change [2]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change [2][4]
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**45**	**97**	**14**	**(238)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres		(389)	81	(303)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat		35	-	38
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	(1)	4	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**44**	**(254)**	**95**	**(502)**

(1) Couverture de flux de trésorerie relatives à des périodes données.
(2) Couverture de flux de trésorerie relatives à des transactions données.
(3) Comprend +313 millions d'euros de réserves cumulées (+275 millions d'euros au 31 décembre 2023) concernant des transactions de couverture pour lesquelles la comptabilité de couverture a été arrêtée (les instruments ayant été résiliés avant leur maturité).
(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies.

15.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC (*engineering, procurement, construction*), partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :
  - des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), en fonction du type de contrepartie (publiques ou privées ; domestiques ou *BtoB*), géographique, type d'activité…,
  - les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et
- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
  - phase 1 : actifs financiers n'ayant pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale (pertes de valeur attendues calculées sur les 12 mois glissants),
  - phase 2 : actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative (pertes de valeur attendues calculées sur la durée de vie). Un reclassement de la phase 1 à la phase 2 est fondé sur l'analyse de différents critères, notamment (i) la dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie, (ii) l'évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire, (iii) une évolution du risque politique ou du risque pays.

    En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale ;
  - phase 3 : actifs pour lesquels un défaut a déjà été observé, (difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie, défaut de soutien éventuelle d'une société mère, procédure judiciaire engagée pour défaut de paiement…).

    En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à : EAD x PD x LGD, où :

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliqués la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;
- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et
- probabilité de défaut : les informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe ;

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75% pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30%.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire, lorsque la procédure est terminée ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire, lorsque la créance est échue depuis plus de trois ans (cinq ans pour les contreparties du secteur public).

Dans le cadre de ses activités marché (essentiellement sur les clients *BtoB*), le Groupe prend en compte dans l'évaluation de ses pertes de crédit attendues, des informations prospectives permettant de refléter au mieux la situation d'une série de secteurs économiques jugés comme étant les plus critiques.

15.2.1 Risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

15.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 4 841 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 4 579 millions d'euros au 31 décembre 2023).

APPROCHE INDIVIDUELLE

		31 déc. 2024							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	*Investment Grade* (1)	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 289	8 244	625	421	9 289	7 620	1 669	9 289
	Pertes de valeur attendues	(1 044)	(489)	(135)	(421)	(1 044)	(474)	(570)	(1 044)
TOTAL		**8 245**	**7 755**	**490**	-	**8 245**	**7 146**	**1 099**	**8 245**
Actifs de contrats	Brut	3 836	3 767	69	-	3 836	2 599	1 237	3 836
	Pertes de valeur attendues	(42)	(34)	(8)	-	(42)	(33)	(9)	(42)
TOTAL		**3 794**	**3 733**	**62**	-	**3 794**	**2 566**	**1 228**	**3 794**

		31 déc. 2023							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	*Investment Grade* (1)	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	13 653	12 304	1 248	101	13 653	11 533	2 121	13 653
	Pertes de valeur attendues	(909)	(696)	(116)	(97)	(909)	(594)	(315)	(909)
TOTAL		**12 745**	**11 609**	**1 132**	**4**	**12 745**	**10 939**	**1 806**	**12 745**
Actifs de contrats	Brut	4 377	4 374	2	-	4 377	3 299	1 078	4 377
	Pertes de valeur attendues	(22)	(22)	-	-	(22)	(15)	(7)	(22)
TOTAL		**4 354**	**4 352**	**2**	-	**4 354**	**3 284**	**1 070**	**4 354**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

APPROCHE COLLECTIVE

		31 déc. 2024				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2024
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	4 076	497	186	422	1 105
	Pertes de valeur attendues	(1 242)	(53)	(48)	(363)	(465)
TOTAL		**2 833**	**444**	**138**	**59**	**641**
Actifs de contrats	Brut	5 458	357	36	47	440
	Pertes de valeur attendues	(16)	-	-	-	-
TOTAL		**5 442**	**357**	**36**	**47**	**440**

En millions d'euros		31 déc. 2023 Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2023
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 953	420	212	199	831
	Pertes de valeur attendues	(1 153)	(20)	(40)	(216)	(275)
TOTAL		**2 800**	**400**	**173**	**(16)**	**557**
Actifs de contrats	Brut	5 194	31	85	3	119
	Pertes de valeur attendues	(5)	-	(2)	-	(2)
TOTAL		**5 189**	**31**	**83**	**3**	**117**

15.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie (CVA), lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés, se base sur des probabilités de défaut dont les paramètres ont été mis à jour, dans un contexte d'incertitude, pour tenir compte d'un risque accru de défaut de paiement.

La volatilité importante des prix des matières premières et l'impact sur la valorisation des dérivés à l'actif du bilan n'a pas significativement modifié l'exposition du Groupe en raison de la qualité de crédit de ses contreparties.

En millions d'euros	31 déc. 2024 *Investment Grade* (1)	31 déc. 2024 Total	31 déc. 2023 *Investment Grade* (1)	31 déc. 2023 Total
Exposition brute (2)	9 757	11 522	15 954	19 324
Exposition nette (3)	4 107	4 961	6 385	8 050
% de l'exposition crédit des contreparties "Investment Grade"	82,8%		79,3%	

(1) Sont incluses dans la colonne "Investment Grade" les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'"Investment Grade" est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties

(2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

15.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

15.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 772 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 425 millions d'euros au 31 décembre 2023).

En millions d'euros	31 déc. 2024 Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	*Investment Grade* (1)	Autres	Total par type de contreparties
Brut	14 296	43	685	15 024	11 367	3 657	15 024
Pertes de valeur attendues	(88)	(35)	(1 175)	(1 298)	(74)	(1 224)	(1 298)
TOTAL	**14 208**	**9**	**(491)**	**13 726**	**11 292**	**2 434**	**13 726**

	31 déc. 2023						
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	*Investment Grade* (1)	Autres	Total par type de contreparties
Brut	8 879	285	700	9 865	5 754	4 111	9 865
Pertes de valeur attendues	(78)	(45)	(1 180)	(1 302)	(174)	(1 128)	(1 302)
TOTAL	**8 802**	**240**	**(479)**	**8 563**	**5 580**	**2 983**	**8 563**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

15.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
En millions d'euros	Total	*Investment Grade* (1)	Sans notation (2)	*Non Investment Grade* (2)	Total	*Investment Grade* (1)	Sans notation (2)	*Non Investment Grade* (2)
Exposition	17 429	95,9%	2,5%	1,6%	17 577	89,6%	3,3%	7,1%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's.
(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs, au 31 décembre 2024, le Crédit Agricole SA est la principale contrepartie du Groupe et représente 27,6% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire. En second arrive la BNP Paribas avec 10,1%. Aucune autre contrepartie n'excède les 10%.

15.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché, qui sont un moyen d'atténuer, par le biais de sûretés, le risque de contrepartie sur les instruments de couverture.

Le Groupe a mis en place un comité hebdomadaire dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en termes d'investissements et désinvestissements. ENGIE a mis en place un cadre complet pour surveiller et lisser les mouvements de trésorerie liés aux appels de marge sur les marchés de gré à gré ou via une chambre de compensation, en s'appuyant sur le recours à des swaps de liquidité avec ses principales contreparties, ainsi que sur l'émission de lettres de crédit.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. Obéissant aux mêmes principes que cette politique, ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

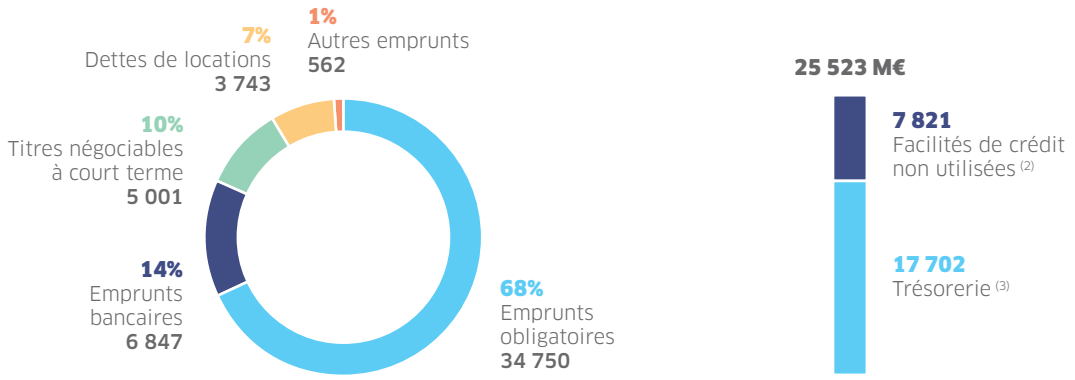
Le Groupe s'appuie sur une politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2024, 87% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe repose sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme en France (*Negotiable European Commercial Paper*) et aux États-Unis (*U.S. Commercial Paper*) ainsi qu'à l'émission de titres super-subordonnés. Ces programmes d'émission de titres négociables à court terme sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées – essentiellement centralisées – permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir. Ces facilités sont compatibles avec la taille et les échéances auxquelles le Groupe doit faire face.

DIVERSIFICATION DES SOURCES DE FINANCEMENT ET LIQUIDITÉ (1)
En millions d'euros



(1) Ces sources de financements et de liquidité ne comprennent pas les titres super-subordonnés qui sont comptabilisés en capitaux propres (voir Note 16.2.1 "Émission de titres super-subordonnés").
(2) Net des titres négociables à court terme.
(3) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie pour 16 928 millions d'euros, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net pour 1 035 millions d'euros, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie pour 262 millions d'euros ; dont 74% placés en zone euro.

Au 31 décembre 2024, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucun défaut lié à des ratios financiers ou à des niveaux de notation n'est à observer sur les lignes de crédit disponibles centralisées.

15.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Emprunts obligataires	1 409	2 753	3 051	3 206	3 388	20 944	34 750	30 256
Emprunts bancaires	844	432	659	246	303	4 363	6 847	6 748
Titres négociables à court terme	5 001	-	-	-	-	-	5 001	5 606
Dettes de location	473	477	418	335	324	2 551	3 743	3 147
Autres emprunts	105	10	11	9	228	199	562	366
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	262	-	-	-	-	-	262	455

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à 1 an.

Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	1 166	825	1 083	8 546	169	1 032	12 822	16 900

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) par date de maturité

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Dérivés (hors matières premières)	(5)	51	66	-	37	971	1 120	527

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessous correspondent à des positions nettes.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux contrats de location

Au 31 décembre 2024, le Groupe en tant que preneur est potentiellement exposé à des sorties de trésorerie futures non prises en compte lors de l'évaluation des passifs locatifs à hauteur 1 647 millions d'euros (dont environ 68% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2029). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet (méthaniers et locations immobilières).

De plus, le Groupe est également exposé à des sorties de trésorerie futures, sous la forme de paiements de loyers variables, dans le cadre de l'extension de la concession du Rhône. Ces loyers variables sont fonction des recettes résultant des ventes d'électricité.

Facilités de crédit confirmées non utilisées

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	1 166	825	1 083	8 546	169	1 032	12 822	12 231

Parmi ces programmes disponibles, 5 001 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme.

Au 31 décembre 2024, aucune contrepartie ne représentait plus de 10% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

15.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non-actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS PASSIFS								
afférents aux activités de portfolio management	*(2 462)*	*(3 507)*	*(1 125)*	*(398)*	*(180)*	*(672)*	*(8 343)*	*(21 080)*
afférents aux activités de trading	*(3 502)*	-	-	-	-	-	*(3 502)*	*(1 787)*
INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ACTIFS								
afférents aux activités de portfolio management	*2 597*	*3 155*	*957*	*242*	*162*	*520*	*7 632*	*16 734*
afférents aux activités de trading	*4 052*	-	-	-	-	-	*4 052*	*2 766*
TOTAL	**684**	**(352)**	**(168)**	**(156)**	**(18)**	**(152)**	**(161)**	**(3 366)**

15.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats de la GBU Renouvelables et GEMS (exprimés en TWh).

En TWh	2025	2026-2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Achats fermes	(309)	(658)	(1 188)	(2 155)	(2 150)
Ventes fermes	437	544	217	1 198	1 310

NOTE 16 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES

16.1 Informations sur les actions

	Nombre d'actions			Valeurs comptables *(en millions d'euros)*		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 435 285 011**	**(13 835 367)**	**2 421 449 644**	**2 435**	**23 916**	**(177)**
Dividende distribué en numéraire	-	-	-	-	(2 882)	
Offre Link 2024	-	11 017 316	11 017 316	-	-	175
Augmentation de capital Link 2024	2 259 865	-	2 259 865	2	25	-
Réduction de capital Link 2024	(2 259 865)	2 259 865	-	(2)	(34)	36
Achat/vente d'actions propres	-	(13 410 300)	(13 410 300)	-	-	(213)
Attribution actions gratuites	-	4 524 797	4 524 797	-	-	57
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 435 285 011**	**(9 443 689)**	**2 425 841 322**	**2 435**	**21 025**	**(122)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2024 résulte :

- du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé "Link 2024". Au total, 13,3 millions d'actions ont été souscrites. Le 17 octobre 2024, l'opération s'est traduite, d'une part, par une cession de 11 millions d'actions aux salariés rachetées sur le marché pour 175 millions d'euros et, d'autre part, par une augmentation de capital d'un montant de 27,2 millions d'euros. Ce dernier montant se répartit en une augmentation de 2,3 millions d'euros de capital et 25 millions d'euros de prime d'émission ;
- d'une réduction de capital de 36 millions d'euros par annulation de 2,3 millions d'actions en réduction du capital, 33,7 millions d'euros imputés en prime d'émission ;
- des livraisons d'actions propres à hauteur de 4,5 millions d'actions dans le cadre des plans d'attributions d'actions gratuites.

16.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Le Groupe n'a plus, depuis 2017, de plan d'option d'achat ou de souscription d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 19 "Paiements fondés sur des actions" sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

16.1.2 Actions propres

PRINCIPES COMPTABLES

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 7,3 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 30 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2024, le Groupe détient 9,4 millions d'actions propres. À ce jour, toutes les actions ont été affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 55 millions d'euros.

16.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 34 000 millions d'euros au 31 décembre 2024, dont 21 025 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègrent une partie du versement du dividende en numéraire au titre de l'exercice 2023 pour un montant de 2 882 millions d'euros.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

16.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé en juin 2024 au remboursement de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 1 190 millions d'euros, se traduisant par :

- un rachat de 338 millions d'euros de titres super-subordonnés (PERP NC 06/2024, coupon 3,875%, code ISIN : FR0011942283) ;
- un rachat anticipé partiel de deux autres tranches de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 852 millions d'euros, soit :
  - 545 millions d'euros (PERP NC 02/2025, coupon 3,25%, code ISIN : FR0013398229) sur un montant nominal initial de titres super-subordonnés verts de 1 000 millions d'euros,
  - 307 millions d'euros (PERP NC 07/2025, coupon 1,625%, code ISIN : FR0013431244) sur un montant nominal initial de 500 millions d'euros.

Dans le même temps, ENGIE SA a également procédé à une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée pour un montant total de 1 835 millions d'euros, se traduisant par :

- une émission de 800 millions d'euros portant coupon de 4,75% avec une option de remboursement à partir de mars 2030 (code ISIN : FR001400QOK5) ;
- une émission de 1 035 millions d'euros portant coupon de 5,125% avec une option de remboursement à partir de mars 2033 (code ISIN : FR001400QOL3).

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.

Au 31 décembre 2024, l'encours des titres super-subordonnés, en valeur nominale, s'élève à 4 038 millions d'euros, contre 3 393 millions d'euros au 31 décembre 2023.

En 2024, le Groupe a versé 80 millions d'euros aux détenteurs de ces titres, soit 88 millions d'euros au titre des coupons, net de 8 millions d'euros reçus au titre d'indemnités de remboursement anticipé. Ces montants sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

16.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 25 535 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 24 537 millions d'euros au 31 décembre 2023), dont 21 025 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

16.2.3 Dividendes

L'Assemblée Générale du 30 avril 2024 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 1,43 euro par action au titre de l'exercice 2023. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,143 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2023, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital. Le Groupe a réglé en numéraire le 6 mai 2024, pour un montant de 3 469 millions d'euros, le dividende de 1,43 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi qu'un montant de 34 millions d'euros au titre de prime de fidélité.

Dividende proposé au titre de l'exercice 2024

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024 de verser un dividende unitaire de 1,48 euro par action soit un montant total de 3 604 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2024. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2024 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2024. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2024, cette majoration est évaluée à 44 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le jeudi 24 avril 2025, le dividende dont le coupon aura été détaché le vendredi 25 avril 2025, sera payé le mardi 29 avril 2025. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2024, les états financiers à fin 2024 étant présentés avant affectation.

16.2.4 Principales opérations impactant les capitaux propres en 2024

ENGIE a finalisé, le 20 février 2024, l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania. Cette transaction s'est traduite par une augmentation de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 85 millions d'euros.

ENGIE North America a finalisé, en septembre 2024, avec le fonds Ares Management Infrastructure Opportunities (Ares) la cession d'un pourcentage minoritaire (pourcentage variable dans le capital, compte tenu de la structure d'actions préférentielles souscrites par Ares) dans un portefeuille d'actifs de stockage et d'énergies renouvelables de 2,7 GW aux États-Unis. Cette transaction s'est traduite par une diminution de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 830 millions d'euros.

16.3 Gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2024 et au 31 décembre 2023, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Instruments de dette	(61)	(44)
Couverture d'investissement net [1]	(502)	(238)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) [1]	(149)	145
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) [1]	340	(3 998)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	6	786
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt [2]	167	334
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ÉCARTS DE CONVERSION	**(200)**	**(3 015)**
Écarts de conversion	(1 557)	(1 693)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(1 758)**	**(4 708)**

(1) Voir Note 15 "Risques liés aux instruments financiers".
(2) Voir Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

16.4 Gestion du capital

ENGIE cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier économique net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (voir Note 16.1.2 "Actions propres"), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de crédit de niveau "*strong investment grade*" auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués du coût de la dette et des impôts dus et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte de la partie non couverte des provisions nucléaires et pour pensions, ainsi que 50% des émissions hybrides (titres super subordonnés). Par ailleurs, le Groupe a défini une guidance portant sur son profil financier sur le ratio "dette nette économique divisée par l'EBITDA" inférieur ou égal à quatre fois.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 17 PROVISIONS

PRINCIPES COMPTABLES

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration, soit en commençant à exécuter le plan, soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour remise en état de site et les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en "Autres produits et autres charges financiers").

Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, au démantèlement des sites de production nucléaires et des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (voir Note 17.2) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (voir Notes 17.2 et 17.3) ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle nucléaire et Démantèlement des installations nucléaires	Démantèlement des installations Hors nucléaires	Autres risques	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**5 208**	**23 887**	**1 384**	**2 114**	**32 593**
Dotations	230	318	40	811	1 399
Reprises pour utilisation	(328)	(364)	(67)	(570)	(1 330)
Reprises pour excédent	-	-	-	68	68
Variation de périmètre	-	-	42	45	87
Effet de la désactualisation	168	672	47	18	905
Écarts de change	(10)	-	9	(1)	(1)
Autres	(289)	18	114	58	(99)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**4 979**	**24 531**	**1 569**	**2 541**	**33 621**
Non courant	4 885	9 126	1 490	408	15 909
Courant [1]	95	15 405	79	2 133	17 712

(1) La classification en courant/non-courant traduit les effets des accords signés avec l'État belge le 13 décembre 2023. À ce titre, le Groupe réglera une grande partie de ce passif (11,5 milliards d'euros$_{2023}$) lors de l'entrée en vigueur de cet accord, le solde (3,5 milliards d'euros) l'étant au moment du redémarrage des unités Tihange 3 et Doel 4 prévu au quatrième trimestre 2025.

L'effet de la désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La ligne "Autres" se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2024 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en "Autres éléments du résultat global".

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2024
Résultat des activités opérationnelles	(113)
Autres produits et charges financiers	(929)
TOTAL	**(1 042)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

17.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

17.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

17.2.1 Contexte légal actuel et évolutions attendues suite aux accords signés avec l'État en 2023

La loi belge du 11 avril 2003, partiellement abrogée et modifiée par la loi du 12 juillet 2022 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion du combustible usé.

Par ailleurs, cette loi organise l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Conformément à la loi, la CPN procède tous les trois ans à un audit de l'application faite des méthodes de calcul utilisées pour la constitution des provisions nucléaires et de leur adéquation. La prochaine revue triennale aura lieu au cours de l'exercice 2025.

Les accords signés avec l'État belge en 2023 prévoient :

- la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dans le cadre d'un partenariat à 50/50 entre l'État belge et le Groupe moyennant la mise en place d'un contrat pour différence protégeant ENGIE contre les risques de marché ; et
- le transfert à l'État belge, en contrepartie du paiement libératoire d'un montant forfaitaire de 15 milliards d'euros$_{2022}$, de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible usé dans la limite d'un crédit volumétrique couvrant la totalité des déchets nucléaires produits par les centrales belges durant leur durée de vie légale depuis leur mise en service jusqu'à leur démantèlement.

Le transfert de responsabilité financière sur la gestion des déchets nucléaires et du combustible usé conformes aux critères de transfert interviendra au *closing* attendu en mars 2025 (voir Note 24 "Evènements postérieurs à la *clôture*") et ne pourrait être remis en cause qu'en cas d'absence de redémarrage des unités avant le 1er novembre 2027 qui serait due à une négligence grave d'ENGIE. Dans ce cas hautement improbable, l'État belge pourrait annuler l'accord sur le montant forfaitaire et revenir au régime actuel de responsabilité financière de l'opérateur nucléaire, et les montants déjà versés par le Groupe seraient séquestrés au bénéfice des provisions nucléaires qui auraient été transférées, jusqu'à la fin du programme de démantèlement y compris la gestion des déchets nucléaires et de l'aval du cycle du combustible.

Le Groupe réglera ce passif de 15 milliards d'euros$_{2022}$ (ce montant incluant la quote-part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales) via un paiement de 11,5 milliards d'euros$_{2022}$ pour les déchets de catégorie B et C (déchets hautement radioactifs, destinés au stockage géologique), au moment du *closing* puis le solde, soit 3,5 milliards d'euros$_{2022}$ lors du redémarrage des unités prolongées au second semestre 2025 pour les déchets de catégorie A (déchets faiblement radioactifs, destinés au stockage en surface). Ces montants font l'objet d'une indexation de 3% qui prend effet à compter du 1er janvier 2023 et ce jusqu'à la date de paiement.

À l'issue de cet accord, le Groupe conservera essentiellement la responsabilité de l'entreposage sur site des déchets de combustible usé jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'à 2050 ainsi que du conditionnement de l'ensemble des déchets selon l'accord contractuel ; il reste également responsable, au terme de leur durée d'exploitation, des travaux de mises à l'arrêt définitif des réacteurs, de leur démantèlement et de l'assainissement du site. Le processus de constitution et de gestion de l'ensemble de ces provisions relevant de la responsabilité du Groupe continuera de faire l'objet d'une revue de la part de la CPN tous les trois ans.

17.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible usé fera l'objet d'un conditionnement, avant son évacuation en stockage géologique à long terme.

Dans le cadre de la mise en place d'un paiement libératoire pour le transfert de la responsabilité financière de la gestion du stockage et de l'évacuation des déchets nucléaires et du combustible usé, prévu par l'accord, les risques associés à ce passif ont été considérablement réduits puisque l'accord prévoit que la responsabilité financière de toutes les opérations de gestion du combustible usé postérieurement à son transfert à l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies) incombera à l'État, en contrepartie du paiement libératoire de 10,5 milliards d'euros$_{2022}$ pour les déchets de catégorie C.

Concernant la gestion des déchets, la responsabilité du Groupe sera essentiellement limitée à l'entreposage sur site des éléments combustibles jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'en 2050, ainsi que de leur mise en conformité avec les critères contractuels de transfert des déchets à l'ONDRAF, dont le passif est estimé à 1,7 milliard d'euros$_{2022}$, tel que repris dans la loi de mise en œuvre de l'accord.

Les provisions non couvertes par le paiement libératoire sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte lors de la dernière révision triennale ;
- le taux d'actualisation retenu par la CPN lors de la dernière révision triennale – pour la partie non couverte par le paiement libératoire – est de 3,0% (y compris inflation de 2,0%).

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance.

Sensibilité

Suite à la prise en charge, par l'État belge, de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires après leur transfert à l'ONDRAF, le Groupe ne sera plus exposé qu'à l'évolution des coûts futurs d'entreposage et de conditionnement et aux paramètres d'actualisation correspondants avant ce transfert (comme mentionné ci-dessus, passif estimé à 1,7 milliard d'euros$_{2022}$).

- les coûts de construction des installations d'entreposage à sec et les coûts d'achat des containers des éléments combustibles sur nos sites pourraient être différents de ceux, provisionnés. Une modification de 10% de ces coûts encore à engager représenterait une variation de 60 millions d'euros des provisions ;
- une variation de 10% des coûts annuels d'exploitation des installations d'entreposage se traduirait par une variation de 30 millions d'euros de la provision ;
- une variation du taux d'actualisation de 25 bps se traduirait par une révision des provisions non transférées de 40 millions d'euros, à la hausse en cas de réduction du taux d'actualisation ou à la baisse en cas de hausse du taux.

À noter que le risque de dépassement des crédits volumétriques est estimé, à ce stade, très peu probable, les crédits volumétriques établis dans l'accord ayant incorporé les aléas volumétriques estimés dans le cadre de la réévaluation des provisions en 2022.

17.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire [ESRS E5-2]

PRINCIPES COMPTABLES

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations, et est compris dans le périmètre des actifs faisant l'objet de tests de valeur. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation annuelle sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être mises à l'arrêt définitif pendant la phase durant laquelle le combustible irradié est déchargé de la centrale, puis jusqu'au déclassement et à l'assainissement du site.

La stratégie de démantèlement retenue repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un "*greenfield* industriel"), permettant un usage industriel futur du terrain.

Compte tenu de l'accord, la responsabilité financière de toutes les opérations de gestion des déchets de catégorie A et B conditionnés conformément aux critères contractuels de transfert incombera désormais à l'État en contrepartie du paiement du montant forfaitaire libératoire décrit dans la Note 17.2.2 ci-avant. À ce titre, le Groupe transférera ce passif lorsque le *closing* de la transaction sera effectif (voir Note 24 "Évènements postérieurs à la clôture") pour un total de 1 milliard d'euros$_{2022}$, pour les déchets de catégorie B et, lors du redémarrage des unités prolongées fin 2025 pour un total de 3,5 milliards d'euros$_{2022}$, pour les déchets de catégorie A.

Le Groupe ne demeure par ailleurs responsable que de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement (en sus de la responsabilité du conditionnement des déchets de catégorie A et B provenant de ces opérations tel que décrit dans la Note 17.2.2). Le passif restant à charge du Groupe pour la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement est estimé à 6,7 milliards d'euros$_{2022}$, tel que repris dans la loi de mise en œuvre de l'accord. Au 31 décembre 2024, ces provisions pour mise à l'arrêt définitif et démantèlement sont constituées sur la base des paramètres suivants :

- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquencement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement ;
- le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui doivent être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire. Les conditions de sûreté des phases de mise à l'arrêt définitif ont été définies avec l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN) pour les unités de Doel 3 et Tihange 2 déjà à l'arrêt. Elles restent à définir pour la phase de démantèlement. Les coûts pourraient être amenés à évoluer en fonction de l'issue de ces discussions et du projet détaillé de réalisation de ces phases en cours de définition ;
- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales. Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas, revues par l'ONDRAF et la CPN ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- le taux d'actualisation retenu par la CPN est de 2,5% (y compris inflation de 2,0%).

La prolongation de 10 ans des unités Doel 4 et Tihange 3 prévue dans l'accord désoptimise les activités de démantèlement en série des différentes unités. L'accord prévoit de faire supporter à l'État belge l'augmentation des coûts de démantèlement relative aux dyssynergies générées par la modification du scénario initial qui prévoyait un démantèlement des unités en série et non de manière différée pour deux d'entre elles. Ainsi, le Groupe a comptabilisé, en contrepartie d'une créance vis-à-vis de l'État belge, un complément de provision pour démantèlement à hauteur de 0,2 milliard d'euros, ce montant ayant été confirmé par la CPN (Commission des provisions nucléaires) dans son avis du 24 juin 2024. Ce montant sera réglé au moment du *closing* de l'accord avec l'État belge.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Certaines recommandations émises par l'ONDRAF dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires en 2022 n'ayant pas encore pu être quantifiées feront l'objet d'une instruction spécifique sous le contrôle de la CPN dans le cadre de la révision triennale en 2025.

Enfin, le Groupe constitue des provisions destinées à couvrir les coûts relatifs à la phase de mise à l'arrêt définitif de ses droits de tirage dans Tricastin et Chooz B ainsi que pour la période de démantèlement qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site de Chooz B, conformément aux accords respectifs conclus avec EDF. Celles-ci sont basées sur les provisions pour les actifs belges se rapprochant le plus de ces centrales et sont mises à jour conformément aux révisions par la CPN.

Sensibilité

Compte tenu de l'accord, le Groupe ne sera plus responsable que de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement y compris conditionnement des déchets nucléaires provenant de ces opérations conformément aux critères contractuels de transfert (comme indiqué ci-dessus, passif estimé à 6,7 milliards d'euros$_{2022}$) :

- une variation de 10% des coûts de mise à l'arrêt définitif des unités conduirait à une variation de l'ordre de 200 millions d'euros des provisions ;
- une variation de 10% des coûts de démantèlement des unités conduirait à une variation de l'ordre de 400 millions d'euros des provisions nucléaires ;
- une variation du taux d'actualisation de 25 bps se traduirait par une révision des provisions de l'ordre de 170 millions d'euros, à la hausse en cas de réduction du taux d'actualisation ou à la baisse en cas de hausse du taux.

17.2.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées

Comme indiqué au point précédent, la loi belge du 12 juillet 2022, abrogeant partiellement et modifiant la loi du 11 avril 2003, attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion du combustible usé. En application de la loi du 11 avril 2003, Synatom pouvait prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit.

Le montant des prêts en cours entre Synatom et les exploitants nucléaires représentant la contre-valeur des provisions pour la gestion du combustible usé, sera remboursé d'ici le 31 décembre 2025 à Synatom et le montant des prêts en cours entre Synatom et Electrabel représentant la contre-valeur des provisions pour le démantèlement sera remboursé d'ici le 30 septembre 2031.

La partie des provisions ne faisant pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est placée par Synatom soit dans des actifs financiers extérieurs aux exploitants nucléaires, soit dans des prêts à des personnes morales répondant aux critères de "qualité de crédit" imposés par la loi.

Il incombe au Conseil d'Administration de Synatom et à son Comité d'investissement de définir la politique d'investissement de Synatom après avis de la CPN, conformément à la loi du 12 juillet 2022. En s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse, le Comité d'investissement supervise les décisions d'investissement dont le pilotage est confié à une équipe dirigée par un Directeur des investissements.

Au cours de l'exercice 2024, Synatom a investi près de 2,5 milliards d'euros dans de tels actifs.

La valeur des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires s'élève au 31 décembre 2024 à 12 871 millions d'euros et leur rendement s'est établi à 4,8% sur l'exercice. L'année 2024 a été marquée par la réorganisation du portefeuille, avec une scission entre :

- les actifs liés aux provisions pour le traitement des déchets nucléaires : ces actifs seront transférés à Hedera, une institution publique créée par l'État belge, lors du closing des accords signés avec l'État belge. L'objectif fixé à Synatom jusque-là est de préserver la valeur des actifs sous-jacents grâce à des investissements en instruments monétaires, assurant un rendement au moins équivalent à l'indexation des montants forfaitaires fixée à 3% ;
- les actifs liés aux provisions résiduelles pour le démantèlement et l'entreposage sur site : l'objectif est de garantir un rendement suffisant, avec un niveau de risque acceptable, pour couvrir les coûts de démantèlement et d'entreposage du combustible usé. Ce portefeuille respecte les contraintes de diversification, de minimisation des risques et de disponibilité définies par la loi du 12 juillet 2022.

Cette réorganisation a conduit à la liquidation d'une part importante des fonds et à la réallocation entre les différents véhicules d'investissement de Synatom afin de pouvoir assurer une liquidité suffisante pour régler les montants forfaitaires libératoires vis-à-vis de l'État belge.

17.2.4.1 Valorisation des actifs financiers sur l'exercice 2024

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	-	3
Trésorerie en attente de placement et OPCVM monétaires	9 624	3 777
Total des prêts et créances au coût amorti	9 624	3 780
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	640	1 640
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	-	25
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	640	1 665
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 438	1 873
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 195	2 663
Instruments de dette à la juste valeur	2 632	4 536
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	3 273	6 201
Instruments financiers dérivés	(25)	3
TOTAL (1)	12 871	9 984

(1) N'inclut pas les stocks d'uranium qui s'élèvent à 301 millions d'euros au 31 décembre 2024, contre 307 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie des OPCVM en attente de placement sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que "Prêts et créances au coût amorti". Les obligations OPCVM et instruments de couverture associés détenus par Synatom au travers d'OPCVM sont présentés en instruments de capitaux propres ou en instruments de dette (voir Note 14.1 "Actifs financiers").

Le détail de la variation de la juste valeur cumulée des actifs de Synatom est présenté comme suit :

	Variation cumulée de la juste valeur des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	81	88
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	(19)	(101)
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	83	122
TOTAL	**145**	**108**

Le résultat de l'exercice généré par ces actifs dédiés s'élève à +324 millions d'euros en 2024 (-184 millions d'euros en 2023).

	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Résultat de cession	(61)	(312)
Rémunération des actifs	329	71
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(212)	(108)
Variation de juste valeur des actifs dédiés par résultat	268	167
TOTAL	**324**	**(184)**

17.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

17.3.1 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment des centrales classiques, des canalisations de transport, des conduites de distribution, des sites de stockage ou encore des terminaux méthaniers, doivent être démantelées ou a minima mises en sécurité. Ces obligations peuvent résulter de réglementations environnementales en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe. L'enjeu le plus important pour le Groupe concerne les infrastructures gazières en France.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en favorisant les énergies renouvelables ou dites vertes, notamment le biométhane et l'hydrogène. Les différents scénarios qui permettent d'atteindre cette neutralité carbone, notamment le Scénario National Bas Carbone en France, les scénarios ADEME, ou "l'étude prospective Futurs énergétiques" de RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, conduisent tous à une baisse significative des quantités de gaz consommées, tout en maintenant un nombre élevé de connexions gaz pour la gestion de la pointe électrique. Le Groupe analyse de près cette perspective, notamment dans le cadre de la définition de sa stratégie ainsi que pour l'appréciation de la durée d'utilisation des actifs et l'évaluation des provisions pour leur démantèlement éventuel.

La future Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC) constituera la feuille de route actualisée de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de la France aux impacts du changement climatique. La SFEC sera constituée de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3e édition), le Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC 3e édition) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2024-2033), qui doivent être adoptés dans le courant 2025 (voir Note 13.4.2).

En conformité avec l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, le scénario de long terme retenu par le Groupe, et qui préside à la mise en œuvre de sa stratégie, est un scénario qui combine électrification raisonnable, soit un peu moins de 50% de la demande finale en 2050, et développement d'une palette diversifiée de gaz verts (biométhane, e-CH4 synthétisé, gaz naturel avec Carbon-Capture and Storage, hydrogène pur). Le scénario du Groupe est proche de ceux de l'*International Energy Agency* avec son modèle APS (*Announced Pledges Scenario*) ou de l'ADEME ("technologie verte").

Du fait de l'importance des gaz verts dans le mix énergétique français envisagé à l'horizon 2050 et au-delà, les infrastructures gazières resteront très largement nécessaires et seront indispensables pour fournir de la flexibilité au système énergétique. L'adaptation et la reconversion de ces infrastructures aux gaz verts permettent d'envisager leur utilisation à un horizon très lointain, ce qui conduit à une valeur actuelle quasi nulle des provisions pour leur démantèlement, hors cas spécifiques des terminaux méthaniers et des sites de stockage en exploitation réduite et non régulés essentiellement en France et en Allemagne, pour lesquels les provisions constituées pour leur démantèlement s'élèvent à 353 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 326 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Compte tenu de son horizon et des évolutions des politiques publiques françaises et européenne, le Groupe continuera à procéder à une appréciation régulière du scénario de long terme qui permettra d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cette appréciation s'accompagnera d'une revue de l'évaluation des provisions pour démantèlement.

Une évolution plus substantielle du cadre réglementaire pourrait avoir une incidence sur le dimensionnement, la durée d'exploitation et l'horizon de démantèlement des infrastructures gazières en France et le cas échéant impacter significativement le montant de la provision pour démantèlement.

17.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood, et l'arrêt des opérations d'extraction de charbon dans la mine attenante à partir de fin mars 2017. Le Groupe détient une participation de 72% dans cette ancienne centrale de 1 600 MW avec mine de charbon attenante, consolidée en tant qu'activité conjointe.

Au 31 décembre 2024, la provision en part Groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 239 millions d'euros contre 280 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017 et se sont concentrés sur : la gestion de la contamination du site ; la planification de l'assainissement de son environnement ; la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, comprenant la démolition de l'ancienne centrale, le pompage aquatique continu, ainsi que des travaux de terrassement dans la mine, visant à garantir une stabilité du terrain et des parois, en vue de la création d'un lac de mine sur le long terme.

Les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de destruction et de réhabilitation qui devront être encourus par la société Hazelwood. Cependant, le montant de cette provision pourrait être ajusté dans le futur afin de tenir compte d'éventuelles évolutions concernant les paramètres clés de l'évaluation.

17.4 Autres risques

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux et des réclamations et risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés, en application d'IFRIC 23), les provisions pour restructuration ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

NOTE 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

PRINCIPES COMPTABLES

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en "Autres actifs" courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

18.1 Description des principaux régimes de retraite

18.1.1 Régime spécial des industries électriques et gazières (IEG) en France

Depuis le 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale et du budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 ("droits spécifiques passés") ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution ("droits spécifiques passés régulés") est assuré par le prélèvement de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1er janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Le régime spécial des retraites des IEG, contrairement à celui des autres avantages IEG, est fermé aux nouveaux entrants depuis le 1er septembre 2023.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres "engagements mutualisés" sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2024, la dette actuarielle "retraite" relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,78 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle "retraite" relative au régime des IEG est de 18 ans.

18.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, et partiellement ENGIE Energy Management et ENGIE CC.

Ces conventions, applicables au personnel "barémisé" engagé avant le 1er juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1er mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension préfinancés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle "retraite" relative à ces régimes s'élève à 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2024. La duration moyenne de ces régimes est de 10 ans.

Le personnel "barémisé" engagé à partir du 1er juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1er mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1er janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1er janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2024, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 44 millions d'euros en 2024 et 42 millions d'euros en 2023.

18.1.3 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France et Belgique concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des industries des fournisseurs d'électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1er juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

18.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

18.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie,
  - les indemnités de fin de carrière,
  - les congés exceptionnels de fin de carrière,
  - les indemnités de capital décès ;
- avantages à long terme :
  - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles,
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
  - les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des industries électriques et gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé "tarif agent".

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente des énergies aux particuliers et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 2,75 milliards d'euros au 31 décembre 2024. La duration de l'engagement est de 18 ans.

18.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

18.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'"allocation transitoire" (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

18.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature…), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté…).

18.3 Plans à prestations définies

18.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de la situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour les régimes de retraite, avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, actifs de régime, et droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
Au 31 décembre 2023	**(5 208)**	**289**	**244**
Différence de change	32	1	-
Variations de périmètre et autres	(1)	2	14
Pertes et gains actuariels	281	125	(1)
Charge de l'exercice	(391)	(37)	8
Cotisations/prestations payées	309	7	(6)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(4 979)**	**386**	**260**

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de la situation financière au sein des lignes "Autres actifs" non courants et courants.

La charge de l'exercice s'élève à 428 millions d'euros en 2024 (492 millions d'euros en 2023). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 18.3.3 "Composantes de la charge de l'exercice".

La zone euro représente 99% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2024 (contre 97% au 31 décembre 2023).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 1 576 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 1 979 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'état du résultat global représentent un gain actuariel de 406 millions d'euros en 2024 (contre une perte actuarielle de 601 millions d'euros en 2023).

18.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivants :

		31 déc. 2024				31 déc. 2023			
En millions d'euros		Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total	Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total
A – VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE									
Dette actuarielle début de période		**(5 966)**	**(3 529)**	**(433)**	**(9 928)**	**(5 565)**	**(3 308)**	**(395)**	**(9 268)**
Coût des services rendus de la période		(174)	(57)	(38)	(269)	(168)	(48)	(33)	(248)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(228)	(124)	(14)	(367)	(245)	(123)	(16)	(384)
Cotisations versées		(8)	-	-	(8)	(9)	-	-	(9)
Modification de régime		2	-	-	2	(82)	27	(1)	(56)
Variations de périmètre		1	-	-	1	-	-	-	-
Réductions/cessations de régimes		-	-	-	-	8	5	1	14
Pertes et gains actuariels financiers		(62)	2	(4)	(64)	(163)	(233)	(33)	(430)
Pertes et gains actuariels démographiques		8	245	7	261	(110)	25	-	(85)
Prestations payées		358	133	46	537	378	127	43	549
Autres (dont écarts de conversion)		47	-	1	47	(11)	-	(1)	(11)
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(6 022)**	**(3 332)**	**(435)**	**(9 788)**	**(5 966)**	**(3 529)**	**(433)**	**(9 928)**
B – VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**5 067**	-	-	**5 067**	**5 181**	-	-	**5 181**
Produit d'intérêts des actifs de couverture		202	-	-	202	214	-	-	214
Pertes et gains actuariels financiers		213	-	-	213	(119)	-	-	(119)
Cotisations perçues		80	-	-	80	91	-	-	91
Prestations payées		(293)	-	-	(293)	(308)	-	-	(308)
Autres (dont écarts de conversion)		(2)	-	-	(2)	9	-	-	9
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**5 267**	-	-	**5 267**	**5 067**	-	-	**5 067**
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	**A+B**	**(754)**	**(3 332)**	**(435)**	**(4 521)**	**(899)**	**(3 529)**	**(433)**	**(4 861)**
Plafonnement d'actifs		(71)	-	-	(71)	(58)	-	-	(58)
Engagements nets de retraites		**(827)**	**(3 332)**	**(435)**	**(4 593)**	**(957)**	**(3 529)**	**(433)**	**(4 918)**
TOTAL PASSIF		**(1 214)**	**(3 330)**	**(435)**	**(4 339)**	**(1 246)**	**(3 529)**	**(433)**	**(5 208)**
TOTAL ACTIF		**386**	-	-	**386**	**289**	-	-	**289**

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.
(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.
(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

18.3.3 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2024 et 2023 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Coûts des services rendus de la période	269	248
Pertes et gains actuariels [1]	(4)	32
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes [2]	(2)	42
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**263**	**322**
Charge d'intérêts nette	165	170
Total comptabilisé en résultat financier	**165**	**170**
TOTAL	**428**	**492**

(1) Sur avantages à long terme.
(2) Y compris l'impact de la réforme des retraites en 2023 impactant le régime IEG pour 56 millions d'euros.

18.3.4 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis via une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(4 063)	3 393	(68)	(738)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 469)	1 874	(3)	402
Plans non financés	(4 256)	-	-	(4 256)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(9 788)**	**5 267**	**(71)**	**(4 593)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(4 063)	3 382	(56)	(737)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 365)	1 686	(2)	319
Plans non financés	(4 501)	-	-	(4 501)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(9 929)**	**5 068**	**(58)**	**(4 919)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Actions	27	26
Obligations souveraines	23	26
Obligations privées	34	33
Actifs monétaires	3	4
Actifs immobiliers	2	3
Autres actifs	11	8
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2024.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 4,23% en 2024.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2024 s'est élevé à environ 5,3% en assurance de groupe et à environ 6,8% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique latine	Asie – Océanie	Reste du monde	Total
Actions	48	37	1	12	2	100
Obligations souveraines	77	1	18	-	3	100
Obligations privées	65	27	1	5	3	100
Actifs monétaires	61	3	-	10	26	100
Actifs immobiliers	95	3	-	1	1	100
Autres actifs	35	1	-	-	64	100

18.3.5 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Taux d'actualisation	Zone euro	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
	Zone UK	5,1%	5,2%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
	Zone UK	3,5%	3,5%	-	-	-	-	-	-

18.3.5.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la duration de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 13%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 13%.

18.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2025 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2025, des cotisations de l'ordre de 194 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 129 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

18.4 Plans à cotisations définies

En 2024, le Groupe a comptabilisé une charge de 88 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe dont 9 millions d'euros concernant les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas (contre 92 millions d'euros en 2023 dont 8 millions pour les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas). Ces cotisations sont présentées en "Charges de personnel" au compte de résultat.

NOTE 19 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

PRINCIPES COMPTABLES

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

	Charge de la période	
En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Offres réservées aux salariés [1]	(51)	1
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance [2]	(45)	(46)
TOTAL	**(96)**	**(45)**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.
(2) À la suite à la revue des conditions de performance et de présence des plans dont la fin de la période d'acquisition était en 2024, une charge complémentaire de 3,5 millions d'euros a été comptabilisée en 2024. Aucun ajustement au titre de ces conditions n'avait été comptabilisé pour les plans livrés en 2023.

19.1 Link 2024

19.1.1 Description des formules proposées par ENGIE

En 2024, les salariés et les anciens salariés du Groupe éligibles ont pu participer à une offre réservée au sein de plans mondiaux d'actionnariat salarié dénommée "Link 2024". L'offre a été mise œuvre principalement sous la forme d'une cession d'actions propres. Le Groupe a proposé aux salariés d'acquérir ces actions au moyen des formules suivantes :

- Link Classique : formule avec décote et abondement permettant aux salariés d'acquérir des actions directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE ;
- Link Multiple : formule permettant aux salariés d'acquérir, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions à prix décoté par rapport au cours de bourse et de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum ;
- *Share Appreciation Rights* (SAR) : programme à effet de levier permettant, par l'acquisition d'un titre de bénéficier d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé en trésorerie au salarié et ce, à l'expiration d'une période de cinq ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des *warrants*.

Par ailleurs, le plan Link Classique a été assorti d'un abondement de 200% jusqu'à 250 euros investis, soit 500 euros maximum.

19.1.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2024 est défini par la moyenne des cours de clôture de l'action ENGIE sur le marché Euronext Paris 26 août au 20 septembre 2024 inclus. Le prix de référence, fixé à 15,86 euros, est diminué de 20% pour les formules Classique et Multiple soit 12,69 euros.

La charge comptable des plans Link Classique et Multiple correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription.

Les impacts comptables sont les suivants :

	Link Classique	Link Multiple	Abondement Link Classique France	Total
Montant souscrit *(millions d'euros)*	55	100	-	155
Nombre d'actions souscrites *(millions d'actions)*	4,3	7,8	1,1	13,3
Décote *(euros/action)*	3,2	3,2	15,9	
COÛT POUR LE GROUPE *(MILLIONS D'EUROS)*	**14**	**25**	**12**	**50**

Le montant total de la souscription à l'offre Link 2024 s'élève à un montant total de 155 millions d'euros comprenant :

- une cession d'actions propres aux salariés d'un montant de 128 millions d'euros ;
- une augmentation de capital et des primes d'émission d'un montant hors frais d'émission de 27 millions d'euros.

Il en résulte une charge totale de 50 millions d'euros sur l'exercice 2024 au titre des 12,2 millions d'actions souscrites et 1,1 million d'actions offertes en abondement (pour lesquelles une charge de 4 millions d'euros reste encore à reconnaître sur la période résiduelle du plan).

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié en contrepartie d'une charge.

19.2 Actions de performance

19.2.1 Nouvelles attributions réalisées en 2024

Plan d'actions de performance ENGIE du 30 avril 2024

Le Conseil d'Administration du 30 avril 2024 a approuvé l'attribution de 5,7 millions d'actions de performance aux cadres et dirigeants du Groupe. Ce plan est composé des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 29 avril 2027 inclus. Au 30 avril 2027, les actions sont cessibles sans restriction supplémentaire.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une triple condition de performance à l'exception toutefois des 500 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance sont les suivantes :

- comptant pour 35% des actions à acquérir : une condition portant sur l'évolution du *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE en trois ans, le cours de référence correspondant à la moyenne de l'indice et du cours d'ENGIE sur les 40 dernières cotations précédant le premier jour du mois de l'attribution, cette moyenne étant comparée à la même mesure trois ans plus tard ;
- comptant pour 35% des actions à acquérir : une condition portant sur le niveau du *Return On Average Capital Employed* (ROACE) ;
- comptant pour 30% des actions à acquérir : une condition portant sur des critères extra-financiers en matière d'émission de gaz à effet de serre lié à la production d'énergie, d'augmentation de la part des capacités renouvelables et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées notamment aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (86 050 actions attribuées).

Plan d'actions gratuites du 30 septembre 2024

Dans le cadre de l'offre réservée aux salariés Link 2024, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs à la formule classique proposée à l'international (hors France), soit un total de 359 469 actions gratuites attribuées (voir Note 19.1.1 "Description des formules proposées par ENGIE").

19.2.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2024.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
30 avril 2024	30 avril 2024	29 avril 2027	16,3	1,20	oui	11,37
30 septembre 2024	7 novembre 2029	7 novembre 2029	15,9	1,12	non	10,69

19.2.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2. L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture.

NOTE 20 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

L'objet de cette Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 21 "Rémunérations des dirigeants".

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

20.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

20.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2024 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2023. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 Administrateurs (une administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 34,13% des droits de vote théoriques (ou 34,23% des droits de vote exerçables) contre 33,80% à fin décembre 2023.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. Les TRV gaz ont pris fin au 1er juillet 2023.

20.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA, filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 31 décembre 2007, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

Avec le déploiement des compteurs communicants, pour l'électricité et pour le gaz, les activités "communes" opérées par les deux distributeurs ont été amenées à évoluer fortement. Les activités restantes mixtes sont réduites depuis 2024 à la médecine du travail, la médecine Conseil et la gestion des tarifs particuliers. Un projet porté par les deux distributeurs vise à finaliser le démixtage de ces activités.

20.2 Relations avec la CNIEG (Caisse nationale des industries électriques et gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des entreprises non nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 21 RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif se compose de 10 membres au 31 décembre 2024, inchangé par rapport à l'exercice précédent.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Avantages à court terme	27	23
Paiements fondés sur des actions	6	4
TOTAL	**33**	**27**

NOTE 22 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS

PRINCIPES COMPTABLES

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz "utile", soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz "coussin", indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (voir Note 13.3 "Immobilisations corporelles").

Le gaz "utile" est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de trading et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Droits d'émission de gaz à effet de serre, certificats d'économie d'énergie, certificats verts

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives spécifiquement à la comptabilisation notamment des quotas d'émission de gaz à effet de serre, des certificats d'économie d'énergie et des certificats verts, le groupe a décidé de comptabiliser les certificats en stock à leur valeur d'acquisition ou à leur coût de production. À la clôture de l'exercice, un passif sera reconnu, le cas échéant, en cas d'insuffisance de certificats par rapport à l'obligation de restitution. Lorsqu'il n'est pas couvert par des certificats en stock, ce passif est évalué au prix de marché ou, lorsque c'est applicable, au prix des contrats à terme conclus.

Tax equity

Le Groupe ENGIE finance ses projets renouvelables aux États-Unis par le biais de structures dites de "*tax equity*", dans lesquelles une partie des fonds nécessaires est apportée par un "*tax partner*". Celui-ci obtient, jusqu'à un niveau de rendement préétabli, un droit préférentiel essentiellement sur les crédits d'impôts du projet qu'il pourra imputer sur sa propre base taxable.

Les investissements réalisés par le *tax partner* remplissent la définition d'un passif en IFRS. Dans la mesure où le passif de *tax equity* correspondant à ces avantages fiscaux ne donne pas lieu à une sortie de trésorerie pour l'entité projet, ce passif n'est pas représentatif d'une dette financière et est comptabilisé en "autres passifs".

Au-delà de sa désactualisation, le passif évolue essentiellement en fonction des crédits d'impôts alloués au *tax partner* et reconnus en résultat.

22.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2024	Variation du BFR au 31 déc. 2023
Stocks	1 140	3 003
Créances commerciales et autres débiteurs	4 266	12 507
Fournisseurs et autres créanciers	(2 564)	(13 554)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(601)	(325)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de *trading*	(1 198)	(1 113)
Autres	(1 270)	(120)
TOTAL	**(227)**	**397**

22.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Stocks de gaz naturel, nets	2 139	2 218
Stocks d'uranium [(1)]	301	307
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 546	1 535
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 074	1 283
TOTAL	**5 061**	**5 343**

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de 13 millions d'euros au 31 décembre 2024.

22.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	908	12 395	(2 591)	(16 565)	990	13 424	(3 614)	(18 118)
Créances/dettes fiscales	-	*7 906*	-	*(8 711)*	-	*9 436*	-	*(10 415)*
Créances/dettes sociales	*646*	*20*	*(3)*	*(2 638)*	*531*	*16*	*(2)*	*(2 503)*
Dividendes à payer/à recevoir	-	*170*	-	*(190)*	-	*127*	-	*(20)*
Autres	*262*	*4 299*	*(2 588)*	*(5 026)*	*459*	*3 845*	*(3 613)*	*(5 178)*

Les autres actifs comprennent notamment une créance de 637 millions d'euros au 31 décembre 2024 vis-à-vis d'EDF au titre des provisions nucléaires (654 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les autres passifs comprennent 1 975 millions d'euros d'investissements réalisés par des *tax partners* dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (2 140 millions d'euros au 31 décembre 2023).

NOTE 23 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

23.1 Infrastructures

23.1.1 Brésil – Contestation d'un amortissement de survaleur et de charges financières

L'administration fiscale brésilienne conteste la déduction par Transportadora Associada de Gas ("TAG") d'un amortissement d'une survaleur et de charges financières en 2019 suite à la fusion de la société d'acquisition de TAG et cette dernière.

Le redressement s'élève à environ 767 millions de reals brésiliens (499 millions de reals brésiliens en quote-part ENGIE) et 2 448 millions de réals brésiliens (1 591 millions de reals brésiliens en quote-part ENGIE) respectivement pour les exercices 2019 et 2020. La société conteste ces redressements au niveau administratif.

23.2 *Energy Solutions*

23.2.1 Espagne – Púnica

Dans le cadre de l'affaire Púnica (procédure portant sur une affaire d'attribution de marchés), quinze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même avaient été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est clôturée depuis le 19 juillet 2021 ; Cofely España et huit (anciens) collaborateurs ont été renvoyés devant le tribunal correctionnel. Cofely España a fait appel de cette décision le 30 septembre 2021. Le 9 mars 2022, cet appel a été rejeté et la décision de renvoi confirmée. Les audiences devraient débuter au printemps 2025.

23.2.2 Italie – Manitalidea

En 2012, dans le cadre d'un marché public lancé par CONSIP, ENGIE Servizi a créé une association momentanée (*associazione temporanea di imprese* ou ATI) avec la société Manitalidea en vue de déposer une offre dans le cadre dudit marché. La participation de chacune des sociétés dans l'ATI a été organisée sur une base de 85% pour ENGIE Servizi et de 15% pour Manitalidea. Le marché avait pour objet de fournir de l'énergie et des services d'entretien et de maintenance à des hôpitaux.

En septembre 2012, trois lots du marché public ont été attribués à l'ATI.

Le 11 mars 2022, la société Manitalidea a introduit, auprès du Tribunal Civil de Rome, une action en dommages et intérêts contre ENGIE Servizi faisant valoir, d'une part, qu'ENGIE Servizi n'aurait pas respecté les dispositions de l'accord d'association momentanée relatives à la répartition des contrats entre les partenaires et, d'autre part, qu'en raison de cette circonstance, Manitalidea aurait perdu une chance de développer son chiffre d'affaires. À la suite de la mise en faillite de Manitalidea, la demande a été étendue pour viser la responsabilité prétendue d'ENGIE Servizi dans les déboires financiers de Manitalidea et dans sa mise en faillite.

Dans le cadre de la procédure en première instance, une évaluation technique par un expert désigné par le Tribunal est en cours.

23.3 *FlexGen*

23.3.1 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014 le tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre de dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure de première instance a débuté le 11 décembre 2018 et s'est poursuivie en 2023. La responsabilité des anciens membres du Conseil d'Administration et du management a été mise en cause. Des parties civiles, dont notamment le ministère de l'Environnement et le ministère de la Santé italiens, sont intervenues au procès pour réclamer des dommages et intérêts. Le 3 octobre 2023, l'ensemble des 26 Administrateurs et directeurs ont été acquittés par le Tribunal de Savone. La filiale Tirreno Power SpA détenue par ENGIE à 50% est également mise hors de cause. La décision a été notifiée en janvier 2024. Le parquet a interjeté appel de la décision en février 2024 ainsi que le ministère de la Santé, le ministère de l'Environnement et deux associations de citoyens. La date de la première audience devant la cour d'appel n'a pas encore été fixée.

23.3.2 Italie – taxe exceptionnelle sur le secteur énergétique

En décembre 2022, ENGIE a introduit une action contre l'administration fiscale en vue d'obtenir le remboursement de la taxe qu'elle a payée en juillet et novembre 2022 pour un montant total de plus de 308 millions d'euros, en application des deux décrets-lois (n° 21 et 50/2022) ayant créé une contribution exceptionnelle de solidarité à la charge des opérateurs du secteur énergétique. ENGIE conteste la validité de l'assiette de cette taxe par rapport à l'objectif de la loi, sa compatibilité avec la Constitution italienne ainsi que sa compatibilité avec les engagements européens de l'Italie (droit européen). La cour constitutionnelle italienne a validé la conformité de la taxe à la Constitution et a renvoyé l'affaire au tribunal de première instance de Milan. ENGIE continue de défendre ses intérêts notamment sur la compatibilité de la taxe avec le droit européen et demande un renvoi à la CJUE.

23.3.3 EPC Flémalle

En novembre 2021, Electrabel SA a conclu un contrat EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) avec SEPCO III pour la construction d'une centrale à gaz à Flémalle (Belgique) dans le cadre du CRM (*Capacity Rémunération Mechanism*).

En août 2022, Electrabel SA a résilié le contrat EPC avec SEPCO III pour non-exécution de ses obligations contractuelles et a engagé en novembre 2022 une procédure d'arbitrage pour obtenir la réparation de son dommage.

SEPCO III a introduit une demande reconventionnelle contre Electrabel pour obtenir des dommages et intérêts couvrant le prétendu préjudice qui aurait résulté de la résiliation du contrat. La procédure est en cours.

23.3.4 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

ENGIE Brasil Energia SA a fait l'objet d'un redressement fiscal pour les exercices 2014, 2015, 2016 et 2018 en matière de taxes fédérales sur la valeur ajoutée (PIS et COFINS) au titre de remboursements relatif à des combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant en jeu s'élève à un total de 874 millions de reals brésiliens, dont 259 millions en principal.

La société conteste ces rectifications et a introduit des recours administratifs. Les recours administratifs relatifs aux exercices 2014, 2015 et 2016 ont été rejetés et la société a porté le sujet devant les juridictions judiciaires. La société est en attente d'une décision en degré d'appel, après une décision défavorable en première instance. Le recours administratif relatif à l'exercice 2018 est en cours d'examen.

En 2023, Diamante Geraçao de Energia (alors contrôlée par ENGIE Brasil Energia SA et propriétaire des centrales thermoélectriques) a également été redressée au titre du traitement fiscal de remboursements de combustible comparables tant en matière de taxes PIS et COFINS (exercices 2019 et 2020) que d'impôts sur les sociétés (exercice 2018). Le montant en jeu total s'élève 604 millions de reals dont 261 millions en principal. Bien qu'ENGIE Brasil Energia SA ait vendu cette société en 2021, elle reste financièrement engagée au titre de la garantie du passif sur les exercices précédant la cession. La société conteste ces enrôlements et a introduit des recours administratifs, qui sont actuellement à l'examen.

Si ENGIE Brasil Energia SA et/ou Diamante Geraçao de Energia n'obtiennent pas gain de cause devant les tribunaux administratifs, ces affaires pourraient également être portées devant les cours et tribunaux ordinaire.

23.3.5 Pérou – Antamina

En 2012, à la suite d'un appel d'offres portant sur l'achat annuel de 170 MW couvrant la période 2015-2032, ENGIE Energía Perú S.A. a conclu un contrat d'achat long terme de gaz avec la société minière péruvienne Antamina (le "Contrat").

En 2021, Antamina a toutefois procédé à un nouvel appel d'offres portant sur un volume annuel identique et a conclu trois contrats d'achat avec trois nouveaux fournisseurs pour une durée qui s'étalait de janvier 2022 à juin 2024. Ceci remit en cause l'exclusivité dont ENGIE Energía Perú S.A. estimait bénéficier jusqu'en 2032 en vertu du Contrat. À la suite de la conclusion de ces nouveaux contrats, Antamina a réparti son approvisionnement entre ENGIE et les trois nouveaux fournisseurs. Antamina a refusé, à partir de janvier 2022, de prendre livraison de la quantité de gaz qui devait lui être fournie exclusivement par ENGIE en vertu du Contrat et d'honorer les factures correspondantes (environ 50% des besoins mensuels d'Antamina).

Le 26 avril 2022, ENGIE Energía Perú S.A. a assigné Antamina en arbitrage pour faire reconnaître le caractère exclusif du Contrat et l'obligation pour Antamina de ne s'approvisionner qu'auprès d'ENGIE à concurrence des 170 MW de gaz visés au Contrat, pour la période allant de janvier 2015 à décembre 2032. La procédure vise également le paiement des factures impayées depuis janvier 2022. La procédure d'arbitrage est régie par les règles du Centre d'arbitrage de la Chambre de Commerce de Lima. Le 4 janvier 2023, ENGIE Energía Perú S.A. a déposé son mémoire.

Le 20 mai 2024, le tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à ENGIE Energía Perú S.A. en décidant qu'ENGIE Energía Perú S.A. disposait d'une exclusivité pour la fourniture de 170 MW sur une base annuelle à Antamina, et qu'Antamina avait violé ses obligations contractuelles en concluant des contrats d'approvisionnement avec des fournisseurs tiers pour les 170 MW qu'elle avait contracté avec ENGE Energía Perú S.A. Le tribunal arbitral a rejeté le recours en annulation formulé par Antamina mettant fin à la procédure. Antamina s'est acquitté du règlement du montant décidé par le tribunal arbitral. Le dossier est désormais clos.

23.3.6 Chili – TotalEnergies

Le 3 janvier 2023, ENGIE ENERGÍA CHILE SA a engagé une procédure d'arbitrage international contre TotalEnergies Gas & Power Limited pour violation de ses obligations contractuelles dans le cadre d'un contrat de fourniture de GNL conclu en août 2011. La procédure est en cours.

23.3.7 Chili – ENGIE Austral

Les autorités fiscales chiliennes contestent le prix auquel ENGIE Austral (ENAU) a vendu ses parts dans Eolica Monte Redondo (EMR) à ENGIE Energía Chile (EECL) en 2020 alléguant que le prix auquel ENAU a vendu EMR à EECL serait nettement inférieur au prix du marché. En juin 2024, elles ont imposé à ENAU une pénalité de 62 millions de dollars américains, plus des intérêts et amendes pour un total de 108 millions de dollars américains. Suite à la contestation par ENAU de l'ajustement, les autorités fiscales chiliennes ont réduit la pénalité à environ 52 millions de dollars américains (intérêts et amendes inclus). La phase administrative étant terminée, ENAU contestera la décision devant les juridictions locales au cours du 1er semestre 2025.

23.4 Nucléaire

23.4.1 Prolongation de l'exploitation des unités nucléaires 2015-2025

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. La Cour constitutionnelle, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE, dans son arrêt du 29 juillet 2019, a considéré que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 (loi de prolongation Doel 1 et 2) a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises mais qu'il est possible de maintenir provisoirement les effets de la loi de prolongation en cas de menace grave et réelle de rupture de l'approvisionnement en électricité et pour la durée strictement nécessaire à une régularisation. Dans son arrêt du 5 mars 2020, la Cour constitutionnelle a annulé la loi de prolongation Doel 1 et 2 tout en maintenant ses effets jusqu'à l'adoption par le législateur d'une nouvelle loi précédée de l'évaluation préalable requise et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022.

L'évaluation environnementale et la consultation du public et transfrontalière ont été réalisées par l'État belge en 2021. Le projet de loi reprenant la conclusion de cette évaluation et de la consultation a été voté par le Parlement fédéral belge le 11 octobre 2022 et la loi a été publiée le 3 novembre 2022.

Le recours devant le Conseil d'État à l'encontre des décisions administratives ayant permis l'extension de la durée de vie des unités de Doel 1 et Doel 2, est, par ailleurs, toujours pendant. L'auditeur a remis son rapport le 21 janvier 2025 concluant à l'irrecevabilité du recours.

23.4.2 Mise à l'arrêt définitive des centrales de Doel 3 et Tihange 2

Différentes associations ont introduit des recours devant le tribunal de première instance de Bruxelles à l'encontre d'Electrabel, de l'État belge, de l'Agence de sûreté nucléaire et/ou du réseau de transport d'électricité Elia pour contester les décisions et actions de mise à l'arrêt des centrales de Doel 3 (intervenue le 23 septembre 2022) et/ou Tihange 2 (intervenue le 31 janvier 2023). Par un premier jugement en date du 16 novembre 2022, le tribunal de première instance, statuant en référé dans une des affaires, a confirmé les décisions et actions prises dans le cadre de la mise à l'arrêt. Les requérants dans cette affaire se sont désistés de l'action au fond. Dans la seconde affaire, au fond, un jugement est intervenu le 30 juin 2023 et a rejeté les mesures provisoires demandées parmi lesquelles la demande d'interdire à Electrabel de poser des actes irréversibles dans le cadre de la mise à l'arrêt de Doel 3 et Tihange 2. L'affaire se poursuit au fond sans calendrier précis à ce stade.

23.4.3 Recours à l'encontre de la décision du régulateur de l'énergie belge mettant en œuvre la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

Un recours a été introduit par Electrabel auprès de la Cour des marchés le 29 mars 2023 à l'encontre de la décision du régulateur de l'énergie belge (la CREG) mettant en œuvre la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité pour les revenus 2022. Un second recours en annulation a été introduit par Electrabel devant la même Cour à l'encontre de la décision du même régulateur pour les revenus 2023.

Electrabel conteste la validité de ce plafonnement des recettes en ce qu'il est contraire au Règlement européen qui l'institue, notamment parce qu'il détermine les revenus issus du marché de façon fictive au moyen de présomptions et non sur la base des recettes réellement perçues tel que cela est prévu par le Règlement, et qu'il est mis en œuvre de manière rétroactive à partir du 1er août 2022 en dehors de la période visée par le Règlement. La Cour des marchés a rendu son arrêt dans la première affaire le 18 octobre 2023 estimant que le recours était recevable prima facie fondé et a posé trois questions préjudicielles à la Cour de justice de l'Union européenne. Un pourvoi en cassation a été introduit le 10 janvier 2025 par la CREG contre cet arrêt. La deuxième affaire a été plaidée le 10 janvier 2024 et l'arrêt rendu le 31 janvier suspend le prononcé jusqu'à l'arrêt de la Cour de justice l'Union européenne de la première affaire.

Un recours en annulation a été introduit devant la Cour constitutionnelle en juin 2023. Après avoir joint les demandes d'annulation de différentes parties, elle a rendu un arrêt le 20 juin 2024 en posant 15 questions préjudicielles à la Cour de justice de l'Union européenne. Outre les recours précités, une demande de restitution a été introduite pour la taxe 2022 ainsi qu'un recours en annulation de celle-ci devant le tribunal de première instance.

23.4.4 Procédure d'arbitrage en application de la convention Tihange 1 et Doel 1 et 2 suite à l'adoption de la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

Electrabel a engagé le 17 octobre 2023 une procédure d'arbitrage contre l'État belge pour violation des conventions signées pour la prolongation de Tihange 1 le 12 mars 2014 et de Doel 1 et Doel 2 le 30 novembre 2015 qui excluaient en raison des redevances payées toutes autres charges en faveur de l'État (à l'exception des impôts d'application générale) qui seraient liées à la propriété ou à l'exploitation de Tihange 1 ou de Doel 1 et Doel 2, aux revenus, production ou capacité de production de ces centrales ou à l'utilisation par celles-ci de combustible nucléaire. Electrabel réclame, en application des conventions, à titre d'indemnité, le remboursement de la taxe payée au titre de 2022 et le montant du prélèvement au titre de 2023 sur ces centrales.

23.5 Autres

23.5.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'administration fiscale française a contesté le traitement fiscal en impôt sur les sociétés de la cession Dailly sans recours de la créance litigieuse de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le tribunal administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en 2019 ce qui a conduit l'administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative d'appel de Versailles qui a invalidé le jugement du tribunal en 2021. Le 14 avril 2023, le Conseil d'État a annulé l'arrêt de la Cour au motif que la créance cédée devait être qualifiée de remboursement anticipé d'impôt non déductible, indépendamment du fait que l'état n'ait pas autorisé son remboursement par l'établissement bancaire cessionnaire de la créance, et que le remboursement n'ait été que partiel. Le Conseil d'État a renvoyé l'affaire à la Cour administrative d'appel de Versailles pour trancher en fonction d'un mode opératoire qui revient à faire dépendre le traitement fiscal de la cession de créance litigieuse de 2005 de l'issue du contentieux précompte proprement dit. Aucune décision n'a été rendue en 2024.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, l'ensemble des procédures auxquelles ENGIE était partie est achevé, ce qui permet de circonscrire les conséquences financières de la cession Dailly de 2005 précitée.

23.5.2 Pologne – Procédure concurrence

Le 7 novembre 2019, une amende de 172 millions de zlotys polonais (40 millions d'euros) a été infligée à ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG ("EEMHS") pour ne pas avoir répondu à une demande de communication de documents de l'Autorité de la concurrence polonaise ("UOKiK") dans le cadre d'une procédure ouverte par le UOKiK qui suspecte un potentiel défaut de notification de la part d'EEMHS et d'autres investisseurs financiers impliqués dans le financement du gazoduc Nord Stream 2 (procédure principale). EEMHS a interjeté appel devant la Cour de protection de la concurrence. Le 7 novembre 2023, la Cour a réduit la sanction à environ 100 000 euros. Le UOKiK a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Varsovie (second degré). La procédure est pendante.

Dans le cadre de la procédure principale, le 6 octobre 2020, le UOKiK a prononcé une amende de 55,5 millions de zlotys polonais (approximativement 12,3 millions d'euros) à l'encontre de EEMHS. Le UOKIK a également ordonné de mettre fin aux accords de financement du projet Nord Stream 2. Le 5 novembre 2020, EEMHS a fait appel de cette décision devant la Cour de protection de la concurrence ("Cour"). La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK. Le 21 novembre 2022, la Cour a annulé dans son intégralité la décision du UOKiK. Le UOKiK a interjeté appel de cette décision. La Cour d'appel de Varsovie (second degré) a confirmé le 16 octobre 2023 la décision de première instance qui avait annulé dans son intégralité la décision du UOKIK. Le UOKiK n'a pas déposé de pourvoi en cassation. La procédure est définitivement close.

23.5.3 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. À la suite du rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Le 26 octobre 2020, le jugement a été confirmé par la Cour d'appel d'Arnhem. ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que la Cour a commis des erreurs de droit et a mal motivé sa décision tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen et, partant, a introduit un pourvoi en cassation. En juillet 2022, la Cour de cassation a décidé de saisir la Cour de justice de l'Union européenne de questions préjudicielles afin que cette dernière juge de la compatibilité de la législation néerlandaise en matière d'intérêts avec trois des libertés fondamentales européennes. En octobre 2024, la Cour de justice de l'Union européenne a conclu que la législation néerlandaise était compatible avec les traités et la jurisprudence européenne. L'affaire a été renvoyée devant la Cour de cassation néerlandaise qui devrait rendre un arrêt courant 2025.

23.6 GEMS

23.6.1 GPE

ENGIE a initié au début du quatrième trimestre 2022 un arbitrage contre Gazprom export LLC visant entre autres (i) à faire reconnaître l'inexécution par Gazprom export LLC de ses obligations de livraison de gaz vis-à-vis d'ENGIE au terme de contrats de livraison de gaz long terme et (ii) à obtenir de Gazprom export LLC le paiement de pénalités contractuelles ainsi que la réparation des dommages résultant de cette inexécution.

Cet arbitrage résulte de la situation de sous-livraison significative créée par Gazprom export LLC à compter de mi-juin 2022 vis-à-vis d'ENGIE suivie, à la fin de l'été 2022, de la décision unilatérale de Gazprom export LLC de réduire ses livraisons à ENGIE en raison d'un désaccord entre les parties sur l'application des contrats.

NOTE 24 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

24.1 Changement de l'organisation du Groupe à compter du 1er février 2025

Le Groupe a fait évoluer, en 2025, le périmètre de ses *Global Business Units* (GBU) :

- la GBU *Renewable* & *Flex Power* regroupe les énergies renouvelables, les actifs de stockage d'électricité (notamment les batteries) et les actifs thermiques ;
- la GBU *Networks* continue à croître dans les réseaux électriques et à adapter les infrastructures gazières aux molécules décarbonées, tout en favorisant leur développement (biométhane, hydrogène et e-molécules) ;
- la GBU *Local Energy Infrastructures* développe et exploite des systèmes énergétiques décentralisés, tout en reforçant sa sélectivité et sa concentration géographique ;
- la GBU *Supply & Energy Management* regroupe les activités de gestion de l'énergie auparavant abritées par l'entité opérationnelle GEMS ainsi que les activités de fourniture d'énergie *BtoB* et *BtoC* (*Retail*).

L'entité opérationnelle Nucléaire reste dédiée à la gestion opérationnelle des unités de production nucléaires en Belgique ainsi que des droits détenus dans des centrales françaises.

Ce changement d'organisation du Groupe, qui est effective au 1er février 2025, emporte des conséquences sur l'identification des secteurs opérationnels et reportables tels que définis dans la norme IFRS 8, dès l'exercice comptable 2025, sans incidence sur leur présentation au 31 décembre 2024.

24.2 Accord avec l'État belge portant sur la prolongation de 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025.

24.3 Cession d'actifs thermiques et de dessalement d'eau de mer au Koweït et à Bahreïn

Le 18 février 2025, ENGIE a signé un accord de vente avec ACWA Power pour la cession de ses actifs au Koweït et au Bahreïn pour un montant total de 0,7 milliard de dollars. La transaction porte sur des capacités de production d'électricité à partir de gaz de 4,61 GW et des installations de dessalement d'eau de mer de 1,11 million de mètres cubes par jour (m3/jour), ainsi que sur les sociétés d'exploitation et de maintenance correspondantes au Koweït et à Bahreïn. La finalisation de la transaction reste soumise aux approbations réglementaires applicables.

NOTE 25 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du Groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	Total
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**5,6**	**7,8**	**13,4**	**6,7**	**10,8**	**17,6**	**31,0**
• **ENGIE SA**	2,9	-	2,9	3,8	-	3,8	6,7
• **Entités contrôlées**	2,8	7,8	10,5	2,9	10,8	13,8	24,3
Certification des informations en matière de durabilité	**0,5**	**-**	**0,5**	**0,5**	**-**	**0,5**	**1,0**
• **ENGIE SA**	0,5	-	0,5	0,5	-	0,5	1,0
• **Entités contrôlées**	-	-	-	-	-	-	-
Missions et prestations autres que la certification des comptes et des informations en matière de durabilité	**0,4**	**0,3**	**0,7**	**1,6**	**3,1**	**4,7**	**5,5**
• **ENGIE SA**	0,3	-	0,3	1,2	-	1,2	1,5
dont missions requises par des textes légaux et réglementaires	-	-	-	*0,5*		*0,5*	*0,5*
dont autres missions d'audit	*0,3*	-	*0,3*	*0,7*	-	*0,7*	*1,0*
dont prestations de revue de contrôle interne	-	-	-	-	-	-	-
dont prestations de due diligence	-	-	-	-	-	-	-
dont prestations fiscales	-	-	-	-	-	-	-
• **Entités contrôlées**	0,1	0,3	0,4	0,5	3,1	3,5	4,0
dont missions requises par des textes légaux et réglementaires	-	*0,1*	*0,1*	*0,3*	*0,2*	*0,5*	*0,6*
dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,1*	*0,2*	*0,1*	*0,4*	*0,5*	*0,7*
dont prestations de revue de contrôle interne	-	-	-	-	-	-	-
dont prestations de due diligence	-	-	-	-	*2,2*	*2,2*	*2,2*
dont prestations fiscales	-	*0,1*	*0,1*	-	*0,3*	-	*0,4*
TOTAL	**6,5**	**8,1**	**14,6**	**8,9**	**13,9**	**22,8**	**37,5**

NOTE 26 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES

Certaines entités ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit notamment de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

6.3 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024

À l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2024, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2024 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 821-53 et R. 821-180 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles

(notes 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement », 9.1 « Pertes de valeur », 13.1 « Goodwill » et 13.4 « Tests de perte de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles » de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit	Notre réponse
Au 31 décembre 2024, la valeur nette des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à € 85,6 milliards (après comptabilisation d'une perte de valeur nette de € 0,7 milliard en 2024), soit 45,2 % du total bilan, et se répartit comme suit : • *Goodwill* : € 13,3 milliards ; • Immobilisations incorporelles : € 8,0 milliards ; • Immobilisations corporelles : € 64,4 milliards. Afin de s'assurer que les actifs sont comptabilisés pour une valeur qui n'excède pas leur valeur recouvrable, votre groupe procède à des tests de perte de valeur, conformément aux dispositions de la norme IAS 36 « Dépréciations d'actifs ». S'agissant des *goodwill*, ces tests sont réalisés annuellement au	Nous avons : • examiné la définition des UGT ainsi que l'allocation des goodwill aux secteurs opérationnels ; • apprécié les dispositifs de votre groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ou de reprise de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la direction ; • examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et contrôlé les calculs effectués par votre groupe avec le support de nos spécialistes en évaluation.

Point clé de l'audit	Notre réponse

niveau le plus fin auquel les *goodwill* sont suivis pour les besoins de gestion interne et, s'agissant des actifs, au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) telles que définies par votre groupe lorsqu'il existe un indice de perte de valeur. Ainsi, au 31 décembre 2024, les *goodwill* se répartissent comme suit entre les différents secteurs opérationnels :

- Infrastructures : € 5,3 milliards ;
- Renouvelables : € 2,3 milliards ;
- *Retail* : € 1,8 milliard ;
- *Energy Solutions* : € 1,1 milliard ;
- *FlexGen* : € 1,5 milliard ;
- Nucléaire : € 0,8 milliard ;
- Autres : € 0,5 milliard.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels votre groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :

- des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2025 et du plan d'affaires à moyen terme 2026-2027 approuvés par le comité exécutif et par votre conseil d'administration ;
- au-delà de cette période : d'une extrapolation des flux de trésorerie établie à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, taux de change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence, revue et validée par le comité exécutif et établie par votre groupe pour la période 2028-2050 sur la base de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats peuvent être considérés comme intermédiaires entre les scénarios STEPS (*Stated Energy Policies Scenario*) et APS (*Announced Pledges Scenario*) de l'*International Energy Agency* ou proches de celui de l'ADEME (« technologie verte ») pour ce qui concerne la France. Les hypothèses considérées en matière de climat et de mix énergétique incluent notamment :
  - des projections à long terme des prix du CO_2 en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55 % à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050, fixés par la Commission européenne dans le « Pacte vert pour l'Europe » présenté en décembre 2019 et en juillet 2021 ;
  - une trajectoire de prix à moyen et long termes de l'électricité reprise dans le rapport produit par votre groupe dans le cadre de l'initiative *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures* (TCFD), qui privilégie un mix équilibré intégrant le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique.

Ainsi, les engagements pris spécifiquement par votre groupe au regard des enjeux climatiques, tels qu'exposés en note 1.3.3, en particulier la sortie complète des activités charbon d'ici 2027 en fonction des perspectives propres à chaque actif, sont reflétés dans les valeurs d'utilité. Celles-ci reposent également sur des hypothèses clés, présentées dans la note 13.4 de l'annexe aux comptes consolidés, relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre régulatoire, dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur les valeurs d'utilité considérées.

En ce qui concerne les *goodwill*, pour lesquels nous considérons que le risque de perte de valeur est le plus important, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses structurantes suivantes :

- s'agissant de l'activité Nucléaire, votre groupe a considéré en particulier :

Pour chacune des UGT pouvant présenter un risque spécifique de perte de valeur, nos travaux sur les valeurs d'utilité ont principalement porté sur :

- les hypothèses du scénario de référence à long terme de votre groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, inflation) dont nous avons apprécié la cohérence avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie, notamment en matière climatique et de mix énergétique ;
- les hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie dont nous avons apprécié la cohérence au regard, notamment, des conditions d'exploitation des actifs et de leur performance intrinsèque ainsi que des règlementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;
- les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels pour lesquels nous avons apprécié :
  - la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence de votre groupe ;
  - la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;
- les taux d'actualisation dont nous avons examiné les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en faisant appel à des spécialistes internes en évaluation ;
- la pertinence des analyses de sensibilité de la direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires.

S'agissant des actifs pour lesquels une intention de cession est privilégiée par votre groupe, nous avons estimé le caractère hautement probable de cette dernière, les éléments considérés pour évaluer la valeur recouvrable ainsi que les modalités de classification conformément aux dispositions de la norme *IFRS 5* « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités non poursuivies ».

Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 9.1 et 13.4 de l'annexe aux comptes consolidés, en particulier les éléments se rapportant aux analyses de sensibilité réalisées par votre groupe.

- l'extension de 10 ans au-delà de 2025 de l'exploitation des seules unités de Doel 4 et Tihange 3 au sein d'une structure juridique dédiée, détenue à parité par l'Etat belge et votre groupe, selon un modèle économique basé notamment sur un mécanisme de contrat pour différence garantissant la valeur des investissements de prolongation avec un intéressement limité de l'opérateur industriel à une bonne performance technique et économique des installations ;
- l'exploitation jusqu'en 2025 des autres unités nucléaires belges et l'utilisation sur la base de la durée résiduelle des contrats et avec une hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage sur les centrales nucléaires en France, en retenant dans les projections de flux de trésorerie des hypothèses clés, telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés ainsi que l'évolution du cadre régulatoire ;

- s'agissant des activités d'infrastructures gazières en France, votre groupe a considéré :
  - à l'horizon 2050, le maintien de son réseau d'infrastructures gazières ou sa conversion pour permettre l'acheminement des gaz verts (biométhane, hydrogène…) qui remplaceront progressivement le gaz naturel, en raison du rôle indispensable du gaz qui représente une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergies renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables ;
  - le projet de Programmation Pluriannuelle (PPE3) mis en consultation fin 2024, qui introduit des mesures de réduction de consommation de gaz et notamment un objectif important de remplacement des chaudières à gaz par une autre solution énergétique, notamment électrique. Votre groupe considère cet objectif comme irréaliste pour des raisons de soutenabilité économique pour les ménages ou du fait de contraintes techniques qui ne permettent pas l'installation de solutions électriques efficaces ou le raccordement à un réseau de chaleur dans près de la moitié des logements. Dès lors, votre groupe considère que ce projet de PPE3 ne remet pas en cause le scénario de mix énergétique à l'horizon 2050 ;
  - des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la base des actifs régulés (BAR) pour la valorisation de ses activités en France.

Enfin, la valeur recouvrable des actifs non stratégiques pour lesquels une intention de cession est privilégiée par votre groupe est, quant à elle, déterminée sur la base de leur valeur de marché diminuée des coûts de cession.

Nous avons considéré l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles comme un point clé de l'audit en raison :

- du poids relatif de ces éléments dans les comptes de votre groupe ;
- du jugement et des estimations de la direction et de la sensibilité des évaluations aux hypothèses notamment sectorielles et régulatoires ;
- de transactions significatives dans le cadre du recentrage géographique ou des activités du Groupe.

Évaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour ledémantèlement des sites de production nucléaire en Belgique

(notes 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement », 17 « Provisions » et 17.2 « Obligations relatives aux installations de production nucléaire » de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit

En tant qu'exploitant nucléaire, votre groupe assume des obligations relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires exploitées en Belgique. La loi belge du 11 avril 2003, partiellement abrogée et modifiée par la loi du 12 juillet 2022, attribue à la société Synatom, détenue par votre groupe, la gestion des provisions nucléaires et à la Commission des provisions nucléaires (CPN), le contrôle du processus de constitution de ces provisions, qui fait l'objet d'un audit tous les trois ans. La prochaine revue triennale aura lieu en 2025.

Au 31 décembre 2024, les provisions nucléaires, qui s'élèvent à € 24,5 milliards (€ 23,9 milliards au 31 décembre 2023), sont estimées conformément au cadre légal et contractuel, sur la base de l'accord signé entre votre groupe et le gouvernement belge le 13 décembre 2023, dont la loi de mise en œuvre a été adoptée le 26 avril 2024. Cet accord prévoit :

- d'une part, de prolonger de 10 ans les réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3 en faisant supporter à l'Etat belge les coûts de dyssynergie induits, confirmés par la CPN dans son avis du 24 juin 2024 et comptabilisés en complément de la provision pour démantèlement à hauteur de € 0,2 milliard en contrepartie d'une créance vis-à-vis de l'Etat belge ;
- d'autre part, le transfert à l'Etat belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible usé, dans la limite d'un crédit volumétrique couvrant la totalité des déchets nucléaires produits par les centrales belges durant leur durée de vie légale depuis leur mise en service jusqu'à leur démantèlement, en contrepartie du paiement libératoire d'un montant forfaitaire de $€_{2022}$ 15 milliards, comprenant € 5,1 milliards de complément aux passifs précédemment constitués.

La Commission européenne a approuvé cet accord, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, le 21 février 2025 et sa réalisation (closing) est prévue après finalisation de diverses étapes procédurales. Votre groupe règlera le montant forfaitaire libératoire de $€_{2022}$ 15 milliards (incluant la quote-part des partenaires de la société Electrabel dans certaines centrales) en deux termes, soit un premier paiement de $€_{2022}$ 11,5 milliards au moment du closing, pour les déchets de catégories B et C, puis un second paiement de $€_{2022}$ 3,5 milliards lors du redémarrage des unités prolongées prévu fin 2025, pour les déchets de catégorie A. Ces montants sont indexés à 3 % entre le 1er janvier 2023 et la date de paiement.

Après réalisation de ces paiements, votre groupe conservera essentiellement la responsabilité (i) de l'entreposage sur site des éléments combustibles jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'en 2050, ainsi que leur mise en conformité avec les critères contractuels de transfert des déchets à l'ONDRAF, (ii) ainsi que de la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des centrales nucléaires, en ce compris le conditionnement des déchets de catégories A et B provenant de ces opérations conformément aux critères contractuels de transfert. Les passifs correspondants tels que repris dans la loi de mise en œuvre de l'accord s'élèvent respectivement à $€_{2022}$ 1,7 milliard et $€_{2022}$ 6,7 milliards.

Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison du caractère significatif de leur montant respectif et de leur sensibilité aux hypothèses macroéconomiques (taux d'inflation et d'actualisation), ainsi qu'à l'évolution des coûts futurs d'entreposage et de conditionnement des déchets nucléaires et des coûts de mise à l'arrêt définitif des unités et de leur démantèlement.

Notre réponse

A l'occasion de la signature de l'accord avec le gouvernement belge en décembre 2023, nous avons apprécié l'incidence sur les provisions nucléaires de l'extension de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3 et du transfert des obligations relatives aux coûts de gestion du combustible usé et des déchets nucléaires en contrepartie d'un paiement libératoire forfaitaire de $€_{2022}$ 15 milliards.

En 2024, nos diligences ont principalement consisté à examiner :

- les bases sur lesquelles les provisions ont été évaluées au 31 décembre 2024, en ce compris les accords entre votre groupe et le gouvernement belge, la loi de mise en œuvre de l'accord du 26 avril 2024, ainsi que la décision de la CPN du 24 juin 2024 ;
- la distinction entre, d'une part, les obligations transférées à l'Etat belge en application de l'accord signé avec le gouvernement en contrepartie d'un paiement libératoire forfaitaire et, d'autre part, les obligations conservées par votre groupe, notamment au titre de l'entreposage sur site du combustible usé, de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement des centrales nucléaires ainsi que du conditionnement et de la mise en conformité du combustible usé et des déchets aux critères contractuels de transfert à l'ONDRAF, telles que reprises dans la loi de mise en œuvre de l'accord ;
- l'indexation des montants provisionnés au titre du paiement libératoire forfaitaire de $€_{2022}$ 15 milliards, conformément aux dispositions de l'accord avec le gouvernement belge ;
- le caractère recouvrable des créances détenues sur les partenaires de la société Electrabel dans certaines centrales au titre de leur quote-part dans le montant forfaitaire libératoire de $€_{2022}$ 15 milliards.

Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 17 et 17.2 de l'annexe aux comptes consolidés, y compris au titre des événements survenus postérieurement à la clôture, ainsi que la sensibilité des provisions relatives aux obligations conservées par votre groupe à la variation des hypothèses clés sous-tendant leur évaluation.

Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (« énergie en compteur »)

(notes 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement », 7.1 « Chiffre d'affaires » et 7.2.1 « Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats » de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre groupe procède à des estimations et fait usage de jugements pour la comptabilisation des ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites « énergie en compteur ») . L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de la clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre groupe est amené à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2024, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à € 5,0 milliards pour la France et la Belgique. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par votre groupe. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie, lequel tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. Compte tenu des montants en jeu, de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens de l'énergie, et des jugements exercés, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé comme un point clé de l'audit.	Les diligences mises en œuvre concernant l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé, en France et en Belgique notamment, ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit ; • comparer les informations sur les volumes livrés déterminées par votre groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôler que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analyser la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécier la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécier l'antériorité du stock d'énergie en compteur en date de clôture. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 7.1 et 7.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion du conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du directeur général. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2024, nos cabinets étaient dans la dix-septième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 821-55 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 821-27 à L. 821-34 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 7 mars 2025

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Laurence Dubois	Nadia Laadouli	Sarah Kokot	Guillaume Rouger

6.4 COMPTES SOCIAUX AU 31 DÉCEMBRE 2024

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

ACTIF

			31 déc. 2024			31 déc. 2023
En millions d'euros		Notes	Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
ACTIF IMMOBILISÉ						
Immobilisations incorporelles		3	2 289	1 594	696	630
Immobilisations corporelles		3	976	649	327	346
Immobilisations financières		4				
Titres de participation			76 873	8 927	67 946	63 897
Autres immobilisations financières			579	10	569	74
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	I		**80 717**	**11 179**	**69 538**	**64 946**
ACTIF CIRCULANT						
Stocks et en-cours		5				
Gaz			1 126	-	1 126	1 959
Certificats d'Économie d'Énergie			157	-	157	312
Autres stocks et en-cours			814	10	804	721
Avances et acomptes versés sur commandes			75	-	75	43
Créances d'exploitation		6				
Créances clients et comptes rattachés			7 712	1 182	6 530	9 169
Autres créances			1 029	-	1 029	1 226
Créances diverses						
Comptes courants des filiales			7 209	-	7 209	7 828
Autres créances			5 628	4	5 625	8 221
Valeurs mobilières de placement		7	4 611	-	4 611	4 751
Disponibilités			1 674	-	1 674	1 425
TOTAL ACTIF CIRCULANT	II		**30 035**	**1 196**	**28 840**	**35 654**
Comptes de régularisation	III	8	4 317	-	4 317	6 073
Écarts de conversion – actif	IV	8	422	-	422	270
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À IV)**		**115 491**	**12 375**	**103 116**	**106 944**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

PASSIF

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
FONDS PROPRES				
CAPITAUX PROPRES		9		
Capital social			2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion			21 025	23 916
Écarts de réévaluation			38	38
Réserve légale			244	244
Autres réserves			-	22
Report à nouveau			(4)	100
Résultat net de l'exercice			4 460	500
Acompte sur dividende			-	-
Provisions réglementées et subventions d'investissement		10.2	1 174	1 122
Total capitaux propres	**I**		**29 371**	**28 375**
Autres fonds propres	**II**		**1**	**1**
Total fonds propres	**I + II**		**29 372**	**28 376**
Provisions pour risques et charges	**III**	**10.1**	**3 497**	**3 520**
Dettes		**11**		
Dettes financières		**11**		
Emprunts			41 582	37 499
Dettes rattachées à des participations			4 505	4 000
Comptes courants des filiales			2 562	4 946
Autres			692	639
Total dettes financières	**IV**		**49 341**	**47 084**
Passif circulant				
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			67	73
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			9 370	10 625
Dettes fiscales et sociales			2 352	2 198
Autres dettes			4 542	7 367
Total passif circulant	**V**		**16 331**	**20 264**
Total dettes	**IV+V**		**65 673**	**67 348**
Comptes de régularisation	**VI**	**12**	**4 317**	**7 260**
Écarts de conversion – passif	**VII**	**12**	**258**	**440**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À VI)**		**103 116**	**106 944**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Ventes d'énergie		35 708	49 653
Autre production vendue		5 097	4 496
Chiffre d'affaires	**13.1**	**40 805**	**54 149**
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		11	11
Production		**40 817**	**54 161**
Achats d'énergie et variation des stocks		(32 678)	(47 967)
Autres achats et charges externes		(7 616)	(7 375)
Valeur ajoutée		**522**	**(1 181)**
Subventions reçues		1 128	1 908
Impôts et taxes		(316)	(386)
Charges de personnel	13.2	(565)	(531)
Excédent brut d'exploitation		**769**	**(190)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(472)	(146)
Dotations nettes aux provisions	13.3	527	(346)
Transfert de charges		21	22
Autres charges		(78)	(327)
Résultat d'exploitation		**766**	**(987)**
Résultat financier	**14**	**654**	**662**
Résultat courant		**1 421**	**(325)**
Résultat exceptionnel	**15**	**2 627**	**578**
Impôt sur les sociétés	**16.2**	**412**	**247**
RÉSULTAT NET		**4 460**	**500**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2024	31 déc. 2023
Capacité d'autofinancement de l'exercice	**1**	**1 888**	**507**
Variation des stocks		(905)	(1 902)
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		(2 638)	(7 534)
Variation des dettes fournisseurs		1 255	8 918
Variation des autres postes		1 386	3 276
Variation du besoin en fonds de roulement	**2**	**(902)**	**2 757**
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	**(1-2) = I**	**2 790**	**(2 250)**
Immobilisations incorporelles et corporelles		306	293
Immobilisations financières		2 061	3 400
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	**1**	**2 367**	**3 693**
Contributions de tiers		-	-
Produits des cessions d'éléments d'actif		657	509
Réduction des immobilisations financières		-	73
Ressources	**2**	**657**	**582**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	**(1-2) = II**	**1 710**	**3 111**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	**(I-II) = III**	**1 080**	**(5 361)**
Augmentation et diminution de capital	**1**	**-**	**-**
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	**2**	**(3 504)**	**(3 427)**
Emprunts obligataires		6 277	8 622
Emprunts Groupe		5 500	-
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		-	151
Appel au marché financier	**3**	**11 777**	**8 774**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(7 465)	(4 139)
Remboursements	**4**	**(7 465)**	**(4 139)**
FINANCEMENT	**(1+2+3+4) = IV**	**808**	**1 207**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	**(III+IV) = V**	**1 888**	**(4 154)**

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

NOTE 1	Règles et méthodes comptables	455
NOTE 2	Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices	461
NOTE 3	Immobilisations incorporelles et corporelles	461
NOTE 4	Immobilisations financières	464
NOTE 5	Stocks et en-cours	467
NOTE 6	Créances	469
NOTE 7	Valeurs mobilières de placement	469
NOTE 8	Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif	470
NOTE 9	Capitaux propres	470
NOTE 10	Provisions	472
NOTE 11	Dettes financières	474
NOTE 12	Comptes de régularisation et écarts de conversion Passif	478
NOTE 13	Résultat d'exploitation	478
NOTE 14	Résultat financier	480
NOTE 15	Résultat exceptionnel	480
NOTE 16	Situation fiscale	481
NOTE 17	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	482
NOTE 18	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	490
NOTE 19	Litiges	495
NOTE 20	Éléments relatifs aux parties liées	495
NOTE 21	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	496
NOTE 22	Événements postérieurs à la clôture	497

NOTE 1 RÈGLES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les comptes annuels de l'exercice 2024 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan comptable général (PCG), issu des règlements ANC n° 2014-03 mis à jour de l'ensemble du règlement l'ayant modifié par la suite, ainsi que les recommandations publiées par l'ANC.

Les opérations financières relatives aux participations, aux titres et aux créances rattachées à des participations, notamment les dotations ou reprises de dépréciation, sont inscrites en résultat exceptionnel et non en résultat financier. ENGIE SA considère, en application de l'article 121-3 du PCG, que cette classification dérogatoire donne une image plus fidèle du compte de résultat car elle permet de regrouper avec les plus ou moins-values de cession, dans les éléments exceptionnels, tous les éléments de résultat afférents aux participations.

Utilisation d'estimations et du jugement

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu également de la guerre en Ukraine, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement a également été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et de l'électricité.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, ENGIE SA révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par ENGIE SA pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- **l'évaluation des titres de participation** (voir Note 4)

  Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des titres de participation. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre régulatoire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à comptabiliser des pertes de valeur ou à modifier celles déjà comptabilisées ;

- **la valorisation des instruments financiers** (voir Note 17)

  Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

  Les instruments financiers dérivés utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

  Les variations de valeur de ces instruments ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, laquelle est évaluée sur la base d'ensembles homogènes ayant un sous-jacent équivalent, que ces instruments soient négociés de gré à gré ou sur un marché organisé.

  Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

  En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

  ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

  Les primes d'option sont étalées en résultat sur la durée de la couverture. Le déport/report des opérations de change à terme est comptabilisé en résultat dans la valeur d'entrée de l'élément couvert ;

- **l'énergie en compteur** (voir Note 6)

  Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés et non facturés, sont déterminées sur la base de modèles mathématiques intégrant la consommation estimée des clients et une estimation des prix de vente. Le montant ainsi déterminé de l'énergie en compteur à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix retenues (voir paragraphe Créances d'exploitation ci-après) ;

- **l'évaluation des provisions pour risques et charges** (voir Note 10)

  L'évaluation des provisions pour risques et charges repose sur des hypothèses dont la modification pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;

- **l'évaluation des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel hors bilan** (voir Note 18)

  L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Toute modification dans les hypothèses retenues par ENGIE SA pourrait avoir un impact significatif sur l'évaluation des engagements.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel les valeurs d'achat ou de production des logiciels, amortis sur leur durée d'utilité.

La durée d'utilité des logiciels retenue pour le calcul de l'amortissement est généralement comprise entre cinq et sept ans.

Les autres frais de développement sont immobilisés s'ils satisfont à des conditions précises, notamment la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Concernant le traitement comptable des redevances d'utilisation de logiciels en mode SAAS – *software as a service*, elles sont immobilisées lorsqu'elles contribuent à la réalisation de développements immobilisables. Leur amortissement est calculé sur leur durée d'utilité. Dans les autres cas, elles sont constatées au compte de résultat au rythme des prestations rendues.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date.

L'essentiel des immobilisations corporelles est amorti selon le mode linéaire.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- constructions : de 20 à 60 ans ;
- autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif sont comptabilisés en charges et étalés sur la période de financement.

Composants

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont chacun des durées d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Immobilisations financières

Titres de participation

Ils représentent des investissements durables qui permettent d'assurer le contrôle de la société émettrice, d'y exercer une influence notable, ou d'établir avec la société émettrice des relations d'affaires.

Les nouveaux titres acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

En ce qui concerne les titres pour lesquels ENGIE SA s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, à la valeur de rendement laquelle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (selon les méthodes DCF – *discounted cash flow* – ou DDM – *dividend discount model*) et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

En ce qui concerne les titres pour lesquels une décision de cession a été prise, la valeur comptable des titres concernés est ramenée à leur valeur de cession estimée, si celle-ci est inférieure. Dans le cas de négociations en cours, la valeur comptable des titres concernés est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

Le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence les titres de participation.

Chaque quote-part du mali affectée à un actif sous-jacent subit une dépréciation lorsque la valeur actuelle de cet actif devient inférieure à sa valeur nette comptable, majorée de la quote-part de mali qui lui est affectée. La dépréciation est imputée en priorité sur la quote-part du mali technique.

La cession des actifs sous-jacents entraîne la reprise par le compte de résultat de la quote-part du mali attachée aux actifs cédés.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts octroyés à des entreprises dans lesquelles ENGIE SA détient une participation.

Les créances rattachées sont comptabilisées à leur valeur nominale. En lien avec l'évaluation des titres de participation, une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur d'utilité de ces créances devient inférieure à leur valeur nominale.

Des provisions pour risques peuvent être constituées si la Société estime son engagement supérieur aux actifs détenus.

Autres immobilisations financières

Les titres autres que les participations, qu'ENGIE SA a l'intention de conserver durablement, mais qui ne correspondent pas aux critères définis pour les titres de participation, figurent essentiellement dans ce compte.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

ENGIE SA a signé un contrat de liquidité avec un prestataire de service d'investissement, lui déléguant un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, dans le but d'assurer la liquidité et d'animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles.

Les sommes versées à ce prestataire sont inscrites en "autres titres immobilisés". Les actions sont dépréciées lorsque le cours moyen du mois de clôture est inférieur à leur valeur comptable.

Stocks

Gaz naturel

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat intégrant le coût de transport à l'étranger et en France jusqu'en entrée des stockages, y compris le coût de regazéification du gaz naturel liquéfié, toutes origines confondues. Les sorties sont valorisées mensuellement selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

ENGIE SA applique les dispositions du PCG relative au traitement comptable des CEE relevant du modèle "économie d'énergie". Les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie laquelle est éteinte par l'achat des certificats, l'obtention des certificats du fait de la réalisation de travaux donnant lieu à des économies d'énergie, ou encore le versement au Trésor Public de pénalités prévues à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie.

Les certificats d'économie d'énergie sont comptabilisés comme suit :

- entrées en stocks : les certificats sont enregistrés à leur coût d'acquisition, ou de production s'agissant des certificats obtenus de l'État français en contrepartie de la réalisation de dépenses d'économie d'énergie ;
- sorties de stocks : les sorties de certificats sont évaluées selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré, sont réalisées au fur et à mesure des ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie ou le cas échéant, lors de cessions (les résultats de cessions relevant du résultat d'exploitation).

À la clôture, les comptes présentent une position nette :

- un actif (stocks) est comptabilisé si les obligations d'économies d'énergie sont inférieures à la réalisation d'économie d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économie d'énergie. Il sera consommé ultérieurement par la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie, ou par des cessions ;
- un passif est comptabilisé si les obligations d'économie d'énergie sont supérieures à la réalisation d'économie d'énergie et représente le coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il sera éteint ultérieurement par l'achat de certificats ou par la réalisation de dépenses d'économie d'énergie permettant l'obtention de certificats.

Mécanisme de rémunération de capacités (CRM)

Le mécanisme de capacité introduit par la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) du 7 décembre 2010 est effectif depuis le 1er janvier 2017 (articles L. 335-1 et suivants et R. 335-1 et suivants du Code de l'énergie). Il vise à garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, en assurant sur le long terme l'équilibre entre production et consommation.

Pour chaque année civile :

- les fournisseurs d'électricité sont obligés de détenir des garanties de capacité à hauteur de la consommation à la pointe de leur portefeuille de clients ;
- les exploitants de capacité de production et d'effacement s'engagent sur un certain niveau de disponibilité lors des pointes hivernales et perçoivent en contrepartie des garanties de capacité ;
- les transactions relatives aux garanties de capacité s'exercent sur le marché des garanties de capacité géré par Epex Spot (enchères) ou dans le cadre de contrats de gré à gré.

Conformément à la délibération de la commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 février 2019, le prix de référence des écarts en capacité (PREC) correspond, depuis l'année de livraison 2020, au prix de la dernière enchère intervenue pour une année de livraison donnée avant qu'elle ne débute.

EPEX SPOT a organisé des enchères d'échanges de garanties de capacité pour les années de livraison 2025 et 2026 le 24 octobre 2024. Lors de cette enchère, les garanties de capacité se sont échangées au prix de 6 192 euros/MW pour l'année 2025 et au prix de 3 540 euros/MW pour l'année 2026.

La dernière enchère d'échanges de garanties de capacité pour l'année de livraison 2025, organisée par Epex Spot, est intervenue le 5 décembre 2024. Les garanties de capacité se sont échangées au prix de 0 euro/MW pour l'année 2025 et au prix de 2 522 euros/MW pour l'année 2026. Le prix de référence des écarts en capacité (PREC) de l'année 2025 est donc de 0 euro/MW. Ces baisses s'expliquent par une diminution des pics de demande d'électricité ces dernières années, accentuée par des hivers moins rigoureux. Par ailleurs, la France a considérablement augmenté ses capacités de productions d'énergie renouvelable.

ENGIE SA commercialise auprès d'une partie de sa clientèle des offres d'effacement indissociables de l'offre de fournitures d'électricité et est par ailleurs un obligé en tant que fournisseur d'électricité.

En l'absence de règlement spécifique de l'ANC, ENGIE SA applique aux garanties de capacité les dispositions du PCG relatives aux stocks d'exploitation de certificats d'économie d'énergie – modèle "économie d'énergie" :

- les entrées en stock sont valorisées selon les coûts exposés au titre de la période considérée pour l'acquisition ou l'obtention de garanties, conduisant à la détermination d'un coût moyen unitaire pondéré (CMUP) du stock ;
- au moment de leur restitution, les sorties de stock de garanties sont valorisées au coût moyen pondéré.

Créances d'exploitation

Les comptes clients regroupent toutes les créances liées à la vente des biens et les créances rattachées au cycle d'exploitation.

Énergie livrée non facturée

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non. Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés, et non facturés dits "énergie en compteur" sont déterminées sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par le Groupe. Elles sont valorisées au prix moyen de l'énergie livrée ou compteur par compteur au prix applicable des contrats souscrits par les clients. Lorsqu'un prix moyen est utilisé, il tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. L'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

Les clients, principalement la clientèle domestique, peuvent, par ailleurs, opter pour la mensualisation de leur règlement. Dans ce cas, une avance mensuelle est encaissée par l'entreprise, et une facture est émise à la date anniversaire du contrat donnant lieu, à cette date, au règlement (ou remboursement) de la différence entre le montant facturé et les avances déjà perçues.

Les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, sont diminuées des montants correspondants déjà encaissés par l'entreprise au titre des avances des clients mensualisés.

Dépréciation des créances clients

Le risque d'impayés est apprécié individuellement pour les clients les plus importants.

Les créances des autres clients font l'objet d'une dépréciation forfaitaire progressive en prenant en compte l'ancienneté des créances.

Le risque potentiel de non-recouvrement des créances relatives à l'énergie livrée et non facturée est également pris en compte.

Dispositif du bouclier tarifaire

Bouclier tarifaire gaz

La crise exceptionnelle des prix de gros du gaz naturel avait conduit le Gouvernement français à mettre en place, à compter de 2022, un ensemble de mesures d'urgence pour limiter la hausse des factures de gaz des consommateurs : des boucliers tarifaires individuels pour les ménages disposant d'un contrat direct de fourniture, et des boucliers collectifs pour limiter l'augmentation des charges de chauffage collectif au gaz naturel (parc social et privé).

Compte tenu de la baisse des prix sur les marchés de gros, le bouclier individuel gaz s'est terminé le 1er juillet 2023. Quant au bouclier collectif gaz, le dispositif a été reconduit en 2024 sur les clients collectifs dont le contrat a été conclu avant le 30 juin 2023.

Bouclier tarifaire électricité

La crise exceptionnelle des prix de gros de l'électricité avait conduit le Gouvernement français à mettre en place, à compter de 2022, un ensemble de mesures d'urgence pour limiter la hausse des factures d'électricité des consommateurs avec notamment une baisse de la TICFE et un blocage des évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVe).

Suite à la baisse conséquente des prix de l'électricité sur le marché de gros, depuis le 1er février 2024, le ministre de l'Économie a annoncé une remontée progressive des tarifs de l'électricité pour les ménages et les professionnels, le bouclier tarifaire étant supprimé dès février 2025. Cette augmentation se traduit par une réévaluation de la TICFE (la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) pour les tarifs normaux, laquelle s'établit, du 1er février 2024 au 31 janvier 2025, à 20,50 euros/MWh pour les entreprises et 21 euros/MWh pour les ménages et assimilés. Les tarifs réduits restent quant à eux à leurs seuils minimums prévus par la directive européenne de 2023, à savoir 0,5 euro/MWh pour les entreprises. Au 1er février 2024, le prix de l'électricité a augmenté de 8,6% pour les tarifs normaux, et de 9,8% pour les tarifs heures creuses/heures pleines, l'augmentation ayant été plafonnée à 10% par la loi de finances 2024.

D'autres mesures sont maintenues en 2024 :

- le dispositif "sur-amortisseur" pour les TPE et assimilées pour tous les contrats signés avant le 30 juin 2023 intégrant un "plafonnement de prix" à 230 euros/MWh en moyenne (part variable de l'électricité hors taxes et hors acheminement) ;
- l'amortisseur électricité (hors TPE et assimilées) : à partir du 1er janvier 2024, cette aide concerne tous les contrats en offre de marché, en vigueur en 2024 et signés ou renouvelés avant le 30 juin 2023, des clients finals appartenant aux catégories éligibles ;
- le bouclier collectif électricité, aide spécifique à destination des ménages vivant en habitat collectif chauffé collectivement à l'électricité, mis en place au 1er juillet 2022 et reconduit en 2023 et en 2024 ;
- le maintien par la CRE du prix de l'ARENH à 42 euros/MWh avec un volume global maximal identique de 100 TWh par an.

Créances diverses

Les créances diverses regroupent notamment le compte courant avec ENGIE Finance, ainsi que les appels de marge. Celles qui présentent un risque de non-recouvrement font l'objet d'une dépréciation.

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont comptabilisées à leur prix d'acquisition.

Lorsque la valeur de marché des titres au 31 décembre est inférieure à leur valeur comptable, une dépréciation est constituée pour la différence.

Dans le cas de titres cotés, cette valeur de marché est déterminée sur la base du cours de clôture.

Capitaux propres

Prime d'émission

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France SA et SUEZ ont été comptabilisés en diminution de la prime de fusion.

Écarts de réévaluation

Cette rubrique résulte de la réévaluation légale de 1959, ainsi que de celle de 1976 pour les biens non amortissables hors concession.

Provisions réglementées

Amortissements dérogatoires

Un amortissement dérogatoire est constaté chaque fois que les durées d'utilité (retenues en comptabilité pour l'amortissement des immobilisations corporelles) sont différentes des durées d'usage (admises fiscalement) ou que le mode d'amortissement est différent.

Provision pour hausse de prix

La provision pour hausse de prix a été instituée par l'article 39-1-5 du CGI afin de permettre aux entreprises de déduire temporairement des bases de l'impôt une fraction des bénéfices investis dans la reconstitution des stocks en cas de hausse des prix importante.

Provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque l'entreprise a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques futurs dont le montant peut être estimé de façon fiable.

Le montant comptabilisé en provisions représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Provisions pour remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz

Une provision pour dépollution des anciennes usines à gaz et remise en état des sites est constituée dans les comptes d'ENGIE SA pour les sites concernés. Les provisions reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction de l'état actuel des connaissances techniques d'experts et des exigences réglementaires.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat d'exploitation.

Provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

La provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre in fine la moins-value de cession égale à la valeur comptable des titres d'autocontrôle attribués gratuitement aux salariés. Les dotations, reprises et charges relatives aux attributions gratuites d'actions aux salariés figurent dans les charges de personnel.

Prestations de retraite et autres engagements envers le personnel

Régime spécial des Industries Électriques et Gazières

ENGIE SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Électriques et Gazières présenté en Note 18.

Méthode de comptabilisation

ENGIE SA inscrit à son passif sous forme de provisions les engagements accordés au personnel correspondant à des droits déjà ouverts (rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité) ou à des prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière).

Dans le cadre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France intervenue en 2008 avec effet rétroactif au 1er janvier 2008, les provisions pour engagements de retraite et autres avantages (retraite, indemnités de départ et régime de prévoyance) comptabilisées par SUEZ au 31 décembre 2007 ont été apportées à ENGIE SA.

Ces provisions ne font plus l'objet de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ou de la désactualisation des provisions transférées dans le cadre de la fusion. Elles sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements.

Les autres engagements ne sont pas provisionnés au passif du bilan, ils sont mentionnés en engagements hors bilan (voir Note 17).

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des "unités de crédit projetées". La valeur actualisée des obligations d'ENGIE SA est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité et de rotation du personnel.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués.

Dettes financières

Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis en euros et en devises par la Société sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des experts-comptables (OEC) n° 28 de juillet 1994, à savoir en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, l'horizon de remboursement n'étant pas perpétuel.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Les frais d'émission des emprunts sont étalés linéairement sur la durée de vie des contrats concernés. Ces frais d'émission comprennent principalement les frais de publicité (pour les emprunts nécessitant un appel public à l'épargne) et les commissions dues aux intermédiaires financiers.

Les emprunts obligataires dont le remboursement est assorti de primes sont comptabilisés au passif du bilan pour leur valeur totale, primes de remboursement incluses. En contrepartie, ces dernières sont inscrites à l'actif en "comptes de régularisation" et sont amorties sur la durée de l'emprunt au prorata des intérêts courus.

Instruments financiers dérivés

Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05 applicable de manière obligatoire depuis le 1er janvier 2017, les instruments financiers utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les gains latents des opérations ne remplissant pas les critères de couverture n'interviennent pas dans la formation du résultat ; les pertes latentes de ces opérations font en revanche l'objet d'une provision.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan en "écart de conversion" pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

Impôt sur les bénéfices

ENGIE SA est depuis le 1er janvier 1988 sous le régime d'intégration fiscale institué par l'article 68 de la loi n° 87-1060 du 30 décembre 1987. Elle est société tête de Groupe au sens des dispositions des articles 223 A et suivants du CGI.

Les filiales du périmètre d'intégration fiscale contribuent à la charge d'impôt du Groupe à hauteur du montant d'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration.

Les effets du régime d'intégration fiscale sont comptabilisés sur la charge d'impôt d'ENGIE SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, ENGIE SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à ENGIE SA en tant que société mère et sont restituées aux filiales lors de leur retour aux bénéfices, d'où la constitution d'une provision.

NOTE 2 FAITS SIGNIFICATIFS DE L'EXERCICE ET COMPARABILITÉ DES EXERCICES

Faits significatifs de l'exercice

Néant.

Comparabilité des exercices

L'exercice 2024 est comparable à l'exercice 2023.

NOTE 3 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

3.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2024
Incorporelles	**2 173**	**265**	**(145)**	**(3)**	**2 290**
Applications informatiques	1 562	1	(138)	233	1 658
Autres	368	-	(3)	-	365
En-cours [1]	243	264	(4)	(236)	267
Corporelles	**944**	**50**	**(22)**	**3**	**976**
Terrains	37		-	-	37
Actif de démantèlement	3	-	-	-	3
Constructions	374	-	(5)	5	375
Installations techniques	308	1	(4)	11	317
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	123	-	(2)	1	122
Autres	28	-	-	11	39
En-cours	71	49	(11)	(26)	83
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 117**	**315**	**(167)**	-	**3 265**

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

3.2 Amortissements et dépréciations

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2024
Incorporelles	**1 453**	**201**	**(131)**	**1 523**
Applications informatiques	1 191	180	(129)	1 242
Autres	262	21	(2)	281
Corporelles	**545**	**34**	**(7)**	**573**
Terrains	1	1	-	2
Actif de démantèlement	3			3
Constructions	277	10	(4)	283
Installations techniques	156	15	(2)	168
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	86	8	-	93
Autres immo corp.	22	2	-	24
En-cours				-
TOTAL	**1 999**	**235**	**(138)**	**2 097**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2024
Immobilisations incorporelles	89	-	(19)	70
Immobilisations corporelles	54	24	(3)	76
TOTAL	**143**	**24**	**(22)**	**146**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2024
Dotations aux amortissements d'exploitation	**196**	**218**
Dotation aux amortissements linéaires	196	217
Dotation aux amortissements dégressifs		1
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	-	
Dotations aux amortissements exceptionnels	**19**	**19**
Reprises sur amortissements	-	-

3.3 Valeurs nettes

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles et corporelles s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Amortissements cumulés	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2024	Valeurs nettes au 31 déc. 2023
Incorporelles	**2 290**	**(1 523)**	**(70)**	**696**	**630**
Applications informatiques	1 658				1 561
Amortissements des applications informatiques		(1 242)			(1 191)
Dépréciation des applications informatiques			-		(1)
Applications informatiques	1 658	(1 242)	-	415	369
Concessions, brevets, licences	25			25	29
Autres immobilisations incorporelles	340			340	340
Amortissements des autres immobilisations incorporelles		(282)		(282)	(263)
Dépréciation des autres immobilisations incorporelles			(70)	(70)	(88)
Autres	365	(281)	(70)	14	19
En-cours [1]	267	-	-	267	243
Corporelles	**976**	**(573)**	**(76)**	**327**	**346**
Terrains	37	(2)	(1)	34	36
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	375	(283)	(5)	86	92
Installations techniques	317	(261)		55	152
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	122			122	25
Autres	40	(24)	(69)	(54)	(30)
En-cours	83	-		83	71
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**3 265**	**(2 097)**	**(146)**	**1 023**	**976**

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

NOTE 4 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2024
Titres de participation	**75 967**	**1 560**	**(634)**	**(20)**	**76 873**
Titres de participation consolidés	75 602	960		(20)	76 542
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	-	-	-	32
Titres de participation non consolidés	333	600	(634)		299
Autres immobilisations financières	**81**	**1 128**	**(630)**	**-**	**579**
Autres titres immobilisés	41	1	(8)	-	34
Créances rattachées à des participations	-	504	-	-	504
Prêts	15	13	(11)	-	17
Autres immobilisations financières	25	610	(611)	-	24
TOTAL	**76 048**	**2 688**	**(1 264)**	**(20)**	**77 452**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel.

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en Note 9.1.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en Note 4.4.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2024 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- souscription à l'augmentation de capital de ENGIE Energy Services International pour 560 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de ENGIE Energie Services pour 385 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de ENGIE Hydrogen International pour 14.5 millions d'euros ;
- transmission universelle de patrimoine de la société Vilorex pour 20 millions d'euros ;
- cession de la société 50Five pour 34 millions d'euros.

La variation des créances rattachées s'explique par le prêt de 502 millions d'euros accordé à ENGIE Finance.

Au 31 décembre 2024, le poste "Autres immobilisations financières" est composé de :

- dépôts versés pour 14 millions d'euros ;
- titres détenus dans le cadre de contrats de liquidités pour 10 millions d'euros.

4.2 Dépréciations

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2024
Titres de participation consolidés	11 786	553	(3 679)	(9)	8 651
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	31	1	-	-	32
Titres de participation non consolidés	253	25	(35)	-	243
Autres titres immobilisés	8	-	(8)	-	-
Créances rattachées à des participations	-	-	-	-	-
Prêts	-	10	-	-	10
TOTAL	**12 078**	**589**	**(3 722)**	**(9)**	**8 937**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel.

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - ENGIE Energy Services International pour 340 millions d'euros,
  - ENGIE Energies Services pour 212 millions d'euros,
  - ENGIE New Ventures pour 2,6 millions d'euros ;

- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - Electrabel pour 3 623 millions d'euros,
  - Genfina pour 37 millions d'euros,
  - 50Five pour 34 millions d'euros,
  - ENGIE IT pour 8 millions d'euros,
  - ENGIE China Investment Company pour 7 millions d'euros,
  - SFIG pour 3 millions d'euros.

La valeur d'utilité des titres de participations retenue pour la détermination des dépréciations est déterminée par référence à :

- la valeur intrinsèque pour les sociétés de financement : elle correspond à l'actif net réévalué des plus-values latentes ;
- la valeur de rendement pour les sociétés cotées en Bourse : elle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice ;
- la valeur d'utilité pour les autres filiales opérationnelles : elle correspond au flux de trésorerie/dividendes (DCF/DDM) attendus pour les filiales portant directement ou indirectement des activités opérationnelles.

Les valeurs recouvrables sont déterminées, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2025 et du plan d'affaires à moyen terme 2026-2027 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2028-2050 lesquelles ont été revues et validées en juin 2024 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de variation des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. Parmi les scénarios externes, celui du Groupe est proche de ceux de l'International Energy Agency avec son modèle APS (*Announced Pledges Scenario*) ou de l'ADEME ("technologie verte") ;
- s'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique. La trajectoire choisie par ENGIE privilégie un mix équilibré, dans lequel le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone sont intégrés afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique. Cette trajectoire est reprise dans le rapport produit par le Groupe dans le cadre de l'initiative "Task Force on Climate Related Financial Disclosures" (TCFD). Les facteurs de risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux sont également détaillés dans le Document d'Enregistrement Universel du Groupe.

Electrabel porte directement ou via des participations en Europe et à l'international les activités opérationnelles principales suivantes :

- production et vente d'électricité :
  - à partir du parc de centrales nucléaires en Belgique,
  - à partir de capacités thermiques principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Australie, Singapour, Brésil, Porto Rico, Chili, Mexique, Pérou, Moyen-Orient,
  - à partir de capacités de production renouvelables principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Allemagne, Royaume-Uni, Brésil, Chili, Mexique ;
- commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Australie, Singapour ;
- gestion et optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

4.3 Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2024	Valeurs nettes au 31 déc. 2023
Titres de participation	**76 873**	**(8 927)**	**67 946**	**63 897**
Titres de participation consolidés	76 542	(8 651)	67 891	63 816
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	(32)	-	1
Titres de participation non consolidés	299	(243)	56	80
Autres immobilisations financières	**579**	**(10)**	**569**	**73**
Autres titres immobilisés	34	-	34	33
Créances rattachées à des participations	504	-	504	-
Prêts	17	(10)	7	15
Autres immobilisations financières	24	-	24	25
TOTAL	**77 452**	**(8 937)**	**68 515**	**63 970**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel.

4.4 Filiales et participations

Certaines données du tableau n'ont pas fait l'objet d'audit.

En millions d'euros Raison sociale	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus Brut	 Provisions	Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2024	Date de clôture
A – RENSEIGNEMENTS DÉTAILLÉS CONCERNANT LES PARTICIPATIONS DONT LA VALEUR BRUTE EXCÈDE 1% DU CAPITAL D'ENGIE SA SOIT 24 352 850 EUROS											
1. Filiales (quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%)											
Agua Provinciales de Santa Fe	-	(199)	64,19%	39	(39)	-	-	-	(64)	-	déc. 2023
COGAC	1 717	1 037	100,00%	3 430	-	-	-	-	954	812	déc. 2024
Electrabel	5 790	16 079	99,13%	34 148	(4 302)	-	-	11 087	6 706	-	déc. 2024
ENGIE Alliance	100	2	64,00%	62	-	(41)	-	-	2	-	déc. 2024
ENGIE China Invest Company	43	(27)	100,00%	123	(107)	-	-	-	7	-	déc. 2024
ENGIE Energy Services	1 084	182	100,00%	3 318	(212)	-	-	2 844	(168)	494	déc. 2024
ENGIE Energy Services International	3 496	1 095	100,00%	6 668	(1 251)	-	-	-	(357)	-	déc. 2024
ENGIE Finance	5 460	157	100,00%	5 567	-	5 550	-	3	32	18	déc. 2024
ENGIE Group Participations	3 972	301	100,00%	3 972	-	-	-	-	538	-	déc. 2024
ENGIE Hydrogen International	25	(5)	100,00%	25	-	-	-	-	-	-	déc. 2024
ENGIE IT	142	(14)	100,00%	538	(412)	-	-	677	9	-	déc. 2024
ENGIE Management Company	30	(56)	100,00%	265	(265)	-	-	181	(25)	-	déc. 2024
ENGIE New Business	458	(769)	100,00%	461	(461)	-	-	-	(365)	-	déc. 2024
ENGIE New Ventures	69	(71)	100,00%	92	(63)	-	-	-	(11)	-	déc. 2024
ENGIE Rassembleur d'Energies	50	(36)	100,00%	50	(36)	-	-	-	(11)	-	déc. 2024
ENGIE Renouvelables	507	493	100,00%	1 641	-	-	-	55	258	-	déc. 2024
GENFINA	100	455	100,00%	2 627	(1 285)	-	-	-	14	-	déc. 2024
GRDF	1 836	1 713	100,00%	8 655	-	-	-	3 574	822	158	déc. 2024
GRT Gaz	639	3 993	60,79%	1 901	-	-	139	2 093	121	272	déc. 2024
S.F.I.G	2	6	100,00%	94	(83)	-	-	1	3	-	déc. 2024
Sopranor	-	1	100,00%	245	(243)	-	-	-	-	-	déc. 2024
Storengy SAS	2 733	334	100,00%	2 733	-	-	-	73	302	198	déc. 2024
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)											
Aguas Argentinas	1	(8)	48,20%	145	(145)	-	-	-	-	-	déc. 2020

En millions d'euros Raison sociale	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus Brut	 Provisions	Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2023	Date de clôture
B – RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LES AUTRES FILIALES OU PARTICIPATIONS											
1. Filiales non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises				32	(18)						
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)				9	-						
2. Participations non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises				14	-						
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)				24	-						
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A											
Valeurs françaises				31	(7)	-				12	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)											
TOTAL				**76 908**	**(8 927)**					**1 964**	

NOTE 5 STOCKS ET EN-COURS

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2024
Gaz naturel (y compris butane/propane)	1 959	1 225	(2 058)	1 126
Certificats d'économie d'énergie	312	1 306	(1 461)	157
Garanties de capacités	718	342	(261)	799
Matières et fournitures consommables	-	10	-	10
Garanties d'origine	3	15	(13)	5
TOTAL	**2 992**	**2 898**	**(3 793)**	**2 096**

Les dépréciations des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2024
Gaz naturel (y compris butane/propane)	-	-	-	-
Certificats d'économie d'énergie	-	-	-	-
Garanties de capacités	-	-	-	-
Matières et fournitures consommables	-	10	-	(10)
Garanties d'origine	-	-	-	-
TOTAL	-	**10**	-	**(10)**

Les valeurs nettes des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2024	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2024	Valeurs nettes au 31 déc. 2023
Gaz naturel (y compris butane/propane)	1 126	-	1 126	1 959
Certificats d'économie d'énergie	157	-	157	312
Garanties de capacités	799	-	799	718
Matières et fournitures consommables	10	(10)	-	-
Garanties d'origine	5	-	5	3
TOTAL	**2 097**	**(10)**	**2 087**	**2 992**

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2024 est en diminution de 833 millions d'euros par rapport à fin décembre 2023.

Cette diminution s'explique principalement par une baisse conjointe des prix moyens et quantités en stock entre décembre 2023 et décembre 2024.

5.2 Certificats d'économie d'énergie

Le dispositif des CEE repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics à certains fournisseurs d'énergie, dits *les obligés*. Le niveau d'obligation est défini par période d'obligation et réparti entre les types d'énergie. Les obligés s'acquittent de leur obligation par l'obtention de CEE équivalents au nombre de TWh cumac devant être économisés.

La cinquième période d'obligation d'économies d'énergie, qui s'étend du 1er janvier 2022 au 31 décembre 2025, s'est accompagnée de plusieurs changements réglementaires :

- le décret 2021-712 du 3 juin 2021, lequel a :
  - introduit une évolution graduée des seuils de franchise pour l'électricité et le gaz au cours de la période, afin d'étendre l'obligation à plus de fournisseurs et d'éviter une distorsion de concurrence entre acteurs,
  - fixé un premier objectif global, pour la cinquième période, de 2 500 TWhc, à savoir 1 770 TWh cumac d'obligation classique, et 730 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en progression de 37%,
  - recentré l'obligation précarité sur les ménages les plus vulnérables,
  - modifié le calcul du montant des obligations pour chaque type d'énergie (articles R. 221-4 et R. 221-4-1 du Code de l'énergie) : le montant d'obligations exprimé en KWh cumulé actualisé est rapporté au volume d'énergie vendu ou mis à la consommation ;
- le décret n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, lequel a relevé de 25% les obligations CEE pour les années 2023 à 2025, soit respectivement 200 TWhc d'obligation CEE *classique* et 400 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique :
  - augmentation des coefficients d'obligation d'économies d'énergie *classique* prévus à l'article R. 221-4 du Code de l'énergie,
  - augmentation du coefficient relatif à l'obligation d'économies d'énergie à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique prévu à l'article R. 221-4-1 du même code.

L'objectif global pour la P5 s'élève à 3 100 TWhc, contre 2 133 TWhc pour la quatrième période.

En application du décret n° 2022-1368, l'obligation annuelle d'ENGIE SA pour l'obligation certificats d'économie d'énergie (CEE) *classique* est déterminée en appliquant à ses ventes les coefficients suivants :

- 0,485 kWh cumac/kWh vendu pour le gaz naturel depuis 2023 et pour les années suivantes (contre 0,422 kWh cumac/kWh vendu en 2022) ;
- 0,478 kWh cumac/kWh vendu pour l'électricité depuis 2023 et pour les années suivantes (contre 0,416 kWh cumac/kWh vendu en 2022).

En complément de l'obligation *classique*, l'obligation *précarité* est déterminée en appliquant au volume d'obligations *classiques* le coefficient de proportionnalité égal à 0,620 depuis 2023 et pour les années suivantes (contre 0,412 en 2022).

5.3 Mécanisme de rémunération de capacité

Les obligations de capacités sont dépendantes des volumes de ventes d'électricité.

En 2024, ENGIE SA a augmenté ses stocks de CRM pour couvrir ses obligations de fourniture d'électricité en période de pics de consommation.

NOTE 6 CRÉANCES

6.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2024	Degré de liquidité		
		À fin 2025	De 2026 à 2029	2030 et au-delà
Actif immobilisé	**580**	**503**	**11**	**65**
Créances rattachées à des participations	504	502	1	-
Prêts	18	-	-	17
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	58	-	10	48
Actif circulant	**21 653**	**20 312**	**1 298**	**43**
Créances clients et comptes rattachés [1]	7 712	6 459	1 253	-
Comptes courants des filiales	7 209	7 209	-	-
Autres créances d'exploitation [2]	1 029	1 029	-	-
Autres créances	5 628	5 540	45	43
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	75	75	-	-
TOTAL	**22 233**	**20 815**	**1 309**	**108**

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 1 541 millions d'euros TTC au 31 décembre 2024 contre 1 662 millions d'euros TTC au 31 décembre 2023.
(2) Dont 576 millions d'euros de subventions à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes d'électricité.

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2024
Créances rattachées à des participations	-	-	-	-	-
Prêts	-	10	-	-	10
Créances clients et comptes rattachés	936	881	(635)	-	1 182
Autres créances diverses	4	1	-	-	4
TOTAL	**940**	**891**	**(635)**	-	**1 196**

NOTE 7 VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2024	Dépréciations au 31 déc. 2024	Valeurs nettes au 31 déc. 2024	Valeurs nettes au 31 déc. 2023
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	122	-	122	177
OPCVM	2 957	-	2 957	3 587
Dépôts à terme	1 532	-	1 532	986
TOTAL	**4 611**	-	**4 611**	**4 751**

La valeur des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2024 est de 122 millions d'euros, et ne fait pas l'objet de dépréciation, tous les titres d'autocontrôle en stock étant affectés à un plan.

Ces titres sont valorisés au cours du jour de décision d'attribution (Conseil d'Administration) du plan auquel ils sont affectés et sont conservés jusqu'à leur livraison à leur valeur nette comptable. Ils font l'objet d'une provision constatée au passif pour un montant correspondant à l'étalement de la charge sur la période d'acquisition (voir Note 10.1.2).

Les OPCVM inscrits à l'actif pour une valeur nette de 2 957 millions d'euros ont une valeur de marché de 3 043 millions d'euros au 31 décembre 2024.

NOTE 8 COMPTES DE RÉGULARISATION ET ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2024
Primes de remboursement des emprunts	192	26	(24)	194
Frais d'émission d'emprunts à étaler	52	19	(10)	61
Contrats optionnels	1 102		(501)	601
Instruments financiers	4 726	4	(1 269)	3 461
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**6 073**	**49**	**(1 804)**	**4 317**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	**270**	**151**	-	**422**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes et frais d'émission d'emprunts d'ENGIE SA restant à étaler ;
- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Écarts de conversion Actif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 9 CAPITAUX PROPRES

9.1 Capital social – actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action, d'un euro nominal, confère un droit de vote simple.

Capital social	
Actions composant le capital social au début de l'exercice	2 435 285 011
Nombre total d'actions composant le capital social	**2 435 285 011**

Les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité au cours de l'exercice ont consisté en des acquisitions cumulées de 39 550 834 actions et des cessions cumulées de 39 550 834 actions ayant généré une plus-value nette de 244 345,70 euros. Au 31 décembre 2024, ENGIE SA ne détient plus d'actions propres dans le cadre du contrat de liquidité.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (voir Note 9.3), ENGIE SA détient 9 443 689 actions propres au 31 décembre 2024.

9.2 Évolution des capitaux propres

CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2023	**28 375**
Dividendes 2023 versés	(3 503)
Report à nouveau	(4)
Provisions réglementées – Subventions investissements	52
Link 2024	(9)
Résultat	4 460
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2024	**29 371**

ENGIE SA a versé en 2024 :

- au titre de l'exercice 2024, un dividende de 1,43 euro par action pour un montant total de 3 469,14 millions d'euros, déduction faite des actions autodétenues au jour de la mise en paiement des dividendes pour 13,32 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,143 euro par action pour un montant total de 34,6 millions d'euros.

9.3 Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la Société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de 2 ans et de la satisfaction à des conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2024, ENGIE SA a attribué 5 318 620 actions gratuites à certains salariés du groupe ENGIE.

En 2024, ENGIE SA a livré 4 524 797 actions aux salariés du Groupe.

Compte tenu de l'ensemble des plans en cours, du nombre de bénéficiaires, et d'hypothèses de turn-over, ENGIE SA estime son obligation de livraison d'actions à 15 741 785 actions au 31 décembre 2024.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2024, le nombre d'actions affectées à la couverture des obligations d'ENGIE SA d'attribution d'actions gratuites est de 9 443 689 au 31 décembre 2024, pour un montant total de 122 millions d'euros, net de provision. La valeur de marché ressort à 145 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période *(en millions d'euros)* 2024	2023
ACTIONS GRATUITES ATTRIBUÉES					
Plan LINK Abondement 2 août 2018					(3,32)
Plan ENGIE 11 décembre 2018					(1,33)
Plan ENGIE 17 décembre 2019	124 545	119 093	14,730	1,75	(63,77)
Plan ENGIE 26 février 2020					(1,78)
Plan ENGIE 17 décembre 2020	4 682 499	4 063 553	12,670	51,90	17,70
Plan ENGIE 25 février 2021	137 498	136 406	12,605	1,62	(1,08)
Plan ENGIE 16 décembre 2021	4 640 229	1 450	13,000	(16,65)	16,56
Plan ENGIE 14 février 2022	414 477	203 795	14,298	1,76	2,50
Plan ENGIE 20 avril 2022	120 000		12,078	(0,50)	0,85
Plan ENGIE 8 décembre 2022	4 375 289	500	14,292	(18,33)	18,99
Plan LINK Abondement 22 décembre 2022	228 935		13,614	(0,63)	0,62
Plan ENGIE 20 février 2023	676 341		14,250	(3,46)	2,77
Plan ENGIE 30 avril 2024	5 318 620		16,270	(18,22)	0,48
TOTAL	**20 718 433**	**4 524 797**		**(0,76)**	**(10,81)**

NOTE 10 PROVISIONS

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Au 31 déc. 2024
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	216	57	(11)	-	262
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	204	63	(57)	(5)	205
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	23	2	(1)		24
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	977	111	(150)	-	938
Garantie sur cessions	4	30			34
Risques sur filiales (Note 10.1.5)	313	389	-		702
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	1 783	1 166	(1 618)	-	1 331
TOTAL	**3 520**	**1 818**	**(1 837)**	**(5)**	**3 496**

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2024 s'élèvent à 262 millions d'euros contre 216 millions d'euros en 2023 et se décomposent de la manière suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2024
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	211	55	(11)	-	255
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	5	-	-	-	5
Provision pour remise en état des installations	-	2	-	-	2
TOTAL	**216**	**57**	**(11)**	-	**262**

La provision pour reconstitution des sites de 262 millions d'euros au 31 décembre 2024 couvre les coûts de remise en état des sites d'anciennes usines à gaz (AUG) pour 260 millions d'euros, et des coûts de remise en état d'installation liés à l'arrêt d'un projet de recherche pour 2 millions d'euros.

Elle se décompose comme suit :

- dépollution des sols des sites pérennes AUG pour 188 millions d'euros ;
- dépollution des sols des sites AUG en cours de cession pour 37 millions d'euros ;
- contentieux des sites AUG pour 30 millions d'euros ;
- remise en état d'installation pour 2 millions d'euros ;
- remise en état des sites AUG en cours de cessions pour 5 millions d'euros.

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2024, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 4 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 10 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité, les rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture, les médailles du travail et l'amiante sont intégralement provisionnées à hauteur de 68 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 82 millions d'euros au 31 décembre 2024. La Note 18.4 reprend le détail de la variation de ces provisions.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 16 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

Au 31 décembre 2024, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés s'élèvent à 121 millions d'euros, montant inchangé par rapport au 31 décembre 2023. La provision pour cotisations patronales liées aux AGA s'élève à 1 million d'euros contre 2 millions d'euros au 31 décembre 2023.

En 2024, ENGIE SA a constaté une dotation de 59 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de même montant suite à l'arrivée à échéance de plans d'attribution d'actions gratuites.

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans.

10.1.3 Provisions pour impôts

ENGIE SA a dans ses comptes plusieurs provisions pour risques fiscaux liés aux vérifications de comptabilités opérées par l'administration fiscale française.

La provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 21 millions d'euros au 31 décembre 2024 comme au 31 décembre 2023. Elle porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL.

Dans le cadre de la cession des sociétés Equans à Bouygues le 22 octobre 2022, et au terme de la convention de sortie signée avec les sociétés françaises Equans anciennement membres du groupe fiscal, ENGIE SA supporte intégralement les redressements notifiés par l'administration fiscale auxdites sociétés. Une provision pour risque fiscal a été constatée à ce titre au 31 décembre 2023 pour un montant de 1,5 million d'euros. Celle-ci a fait l'objet d'une dotation complémentaire de 2,1 millions d'euros et d'une reprise de 0,7 million d'euros portant ainsi la provision à 2,9 millions d'euros au 31 décembre 2024.

10.1.4 Provisions pour intégration fiscale

ENGIE SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale et, à ce titre, constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés. Au cours de l'exercice 2024, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 111 millions d'euros et repris un montant de 100 millions d'euros, conduisant à un solde de 714 millions d'euros à la clôture.

Au 31 décembre 2007, GRDF faisait partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz a par conséquent été neutre fiscalement. Pour autant, GRDF bénéficie depuis 2008, dans ses comptes sociaux, d'une économie d'impôts induite par la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession. Ce suramortissement est neutralisé au niveau de l'intégration fiscale. Conformément aux conventions d'intégration fiscale signées avec ses filiales, ENGIE SA a constitué une provision pour intégration fiscale envers GRDF pour un montant définitif de 1 938 millions d'euros sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2024, 50 millions d'euros correspondant à la neutralisation du suramortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris, la reprise au 31 décembre 2023 était de 58 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 938 millions d'euros dont 224 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

10.1.5 Autres provisions pour risques et charges

Les autres provisions pour risques et charges recouvrent principalement les provisions pour risques sur autres tiers, pour litiges commerciaux et réclamations ainsi que les risques de change et de taux.

Les dotations et reprises sur ces provisions impactent principalement les résultats exceptionnel et financier.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2024 s'élèvent à 1 331 millions d'euros, contre 1 783 millions d'euros en 2023, et sont constituées des montants suivants :

- 832 millions d'euros relatifs aux contrats déficitaires :
  - 275 millions d'euros sur contrats d'approvisionnement long terme de gaz, de capacités de transport et de stockage ainsi qu'un contrat d'échange d'électricité répondent à la définition comptable des contrats déficitaires. Ces contrats ne sont plus nécessaires pour les besoins industriels du Groupe et les coûts inévitables pour satisfaire à leurs obligations sont supérieurs aux avantages économiques futurs attendus,
  - 464 millions d'euros sur le contrat de *tolling* relatif à la CCGT Cartagena (Espagne), signé en 2011, et portant jusqu'à 2028 comme structurellement et durablement déficitaire compte tenu des conditions du marché espagnol de l'électricité,
  - 93 millions d'euros relatifs à deux contrats immobiliers répondant également depuis 2020 aux critères de contrats déficitaires ;
- 163 millions d'euros d'autres risques, dont l'essentiel provient de la provision pour juste valeur de marché négative des commodités pour 157 millions d'euros ;
- 32 millions d'euros de risques de taux ;
- 75 millions d'euros de litiges ;
- 53 millions d'euros de restructuration, dont 23 millions d'euros au titre de la provision liée au projet de réorganisation initié en 2023 et 13 millions au titre de la provision pour T2 ;
- 172 millions d'euros de risques sur perte de change ;
- 4 millions d'euros de charges diverses dont l'essentiel provient de la provision engagement clientèle.

La provision pour risques filiales s'élève à 702 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 313 millions d'euros au 31 décembre 2023.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2024
Provisions réglementées	**1 099**	**488**	**(435)**	-	**1 153**
Amortissements dérogatoires	612	488	(404)	-	697
Provision pour hausse de prix	487		(31)	-	456
Provision pour investissement	-		-		-
Subventions d'investissement	**22**	-	**(1)**	-	**21**
TOTAL	**1 122**	**488**	**(436)**	-	**1 174**

NOTE 11 DETTES FINANCIÈRES

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023
Emprunts	**41 587**	**37 499**
Emprunts obligataires hybrides	4 038	3 393
Emprunts obligataires	31 560	27 739
Autres emprunts	5 989	6 368
Dettes rattachées à des participations	**4 500**	**4 000**
Comptes courants filiales	**2 562**	**4 946**
Autres dettes financières	**692**	**639**
Dépôts reçus de la clientèle	46	84
Dépôts reçus sur dérivés	-	-
Intégration fiscale	(30)	59
Part courue des charges d'intérêts	650	457
Soldes créditeurs de banques	24	28
Divers	2	12
TOTAL	**49 341**	**47 084**

L'augmentation de 2 257 millions d'euros des dettes financières s'explique principalement par :

- l'augmentation de 3 821 millions d'euros d'emprunts obligataires correspondant pour 4 442 millions d'euros aux nouvelles émissions de l'année 2024 compensées par des arrivées à échéance pour 840 millions d'euros ;
- l'augmentation de 645 millions d'euros d'emprunts obligataires convertibles correspondant pour 1 835 millions d'euros aux nouvelles émissions de l'année 2024 compensées par des arrivées à échéance pour 1 190 millions d'euros ;
- une diminution des autres emprunts pour 379 millions d'euros s'expliquant par une baisse de l'encours des *United States Commercial Paper* (USCP) pour 605 millions d'euros compensée par un tirage sur une ligne de crédit pour 221 millions d'euros ;
- la baisse des positions créditrices des comptes courants des filiales pour 2 384 millions d'euros ;
- la baisse des comptes courants d'intégration fiscale de 89 millions d'euros ;
- une augmentation de l'emprunt groupe pour 500 millions d'euros.

11.2 Échéancier des dettes

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Degré d'exigibilité		
		À fin 2025	De 2026 à 2029	2030 et au-delà
Dettes financières	**49 341**	**10 695**	**12 492**	**26 154**
Emprunts obligataires hybrides	4 038	648	850	2 540
Emprunts obligataires	31 560	1 016	11 334	19 210
Autres emprunts	5 989	5 277	308	404
Dettes rattachées à des participations	4 500	500	-	4 000
Comptes courants filiales	2 562	2 562	-	-
Autres dettes financières	692	692	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**9 370**	**9 370**	-	-
Dettes fiscales et sociales	**2 352**	**2 352**	-	-
Autres dettes	**4 542**	**4 542**	-	-
Avances clients et comptes rattachés	1 191	1 191	-	-
Autres	3 352	3 352	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**67**	**67**	-	-
TOTAL	**65 673**	**27 027**	**12 492**	**26 154**

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2024	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
ÉMISSIONS PUBLIQUES					
En millions d'euros	455	01/2019	02/2025	3,250%	Paris
En millions d'euros	193	07/2019	04/2025	1,625%	Dublin
En millions d'euros	850	11/2020	11/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	705	07/2021	07/2031	1,875%	Paris
En millions d'euros	800	06/2024	03/2030	4,750%	Paris
En millions d'euros	1 035	06/2024	03/2033	5,125%	Paris

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2024	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
ÉMISSIONS PUBLIQUES					
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	1 246	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2026	1,000%	Paris
En millions d'euros	500	03/2015	03/2035	1,500%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	02/2029	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	750	06/2018	06/2028	1,375%	Paris
En millions d'euros	343	09/2018	09/2025	0,875%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2033	1,875%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2039	1,375%	Paris
En millions d'euros	627	09/2019	03/2027	0,000%	Paris
En millions d'euros	900	10/2019	10/2030	0,500%	Paris

	Au 31 déc. 2024	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
En millions d'euros	600	10/2019	10/2041	1,250%	Paris
En millions d'euros	604	03/2020	03/2025	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2028	1,750%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2032	2,125%	Paris
En millions d'euros	575	06/2020	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2029	0,375%	Paris
En millions d'euros	650	09/2022	09/2029	3,500%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2036	1,000%	Paris
En millions d'euros	1 175	01/2023	01/2035	4,000%	Paris
En millions d'euros	750	01/2023	01/2043	4,250%	Paris
En millions d'euros	1 100	01/2023	01/2030	3,625%	Paris
En millions d'euros	500	09/2023	09/2027	3,750%	Paris
En millions d'euros	800	09/2023	01/2031	3,875%	Paris
En millions d'euros	800	09/2023	09/2034	4,250%	Paris
En millions d'euros	900	09/2023	09/2042	4,500%	Paris
En millions d'euros	600	12/2023	12/2026	3,625%	Paris
En millions d'euros	900	12/2023	12/2033	3,875%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	1 100	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	650	04/2023	04/2053	5,630%	Paris
En millions de francs suisses	-	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de francs suisses	190	07/2023	01/2027	2,340%	Zürich
En millions de francs suisses	225	07/2023	07/2031	2,490%	Zürich
En millions d'euros	600	03/2024	03/2031	3,625%	Paris
En millions d'euros	800	03/2024	03/2036	3,875%	Paris
En millions d'euros	600	03/2024	03/2044	4,250%	Paris
En millions de dollars américains	750	04/2024	04/2029	5,250%	Luxembourg
En millions de dollars américains	750	04/2024	04/2034	5,625%	Luxembourg
En millions de dollars américains	500	04/2024	04/2054	5,875%	Luxembourg
En millions de livres sterling	500	10/2024	10/2050	5,750%	Paris
PLACEMENTS PRIVÉS					
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Paris
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	100	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	100	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	50	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	100	06/2017	06/2032	1,625%	Paris
En millions d'euros	100	10/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	50	07/2018	07/2027	1,157%	Paris
En millions d'euros	75	07/2018	07/2038	CMS	Paris
En millions de couronnes norvégiennes	-	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	10/2017	09/2032	2,650%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	900	10/2017	10/2027	2,630%	Paris
En millions de dollars américains	50	01/2019	12/2029	3,593%	Aucune
En millions de dollars australiens	115	11/2015	11/2025	4,235%	Paris
En millions de dollars australiens	85	07/2018	07/2033	3,780%	Paris

11.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2024, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme libellés en euros : 4 692 millions d'euros de *Negociable European Commercial Paper* (NEU CP) et 309 millions d'euros (contrevaleur de 321 millions de dollars américains) de *United States Commercial Paper* (USCP). Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

L'encours de lignes de crédit non revolving utilisé par ENGIE SA à la clôture est de 971 millions d'euros.

L'emprunt auprès d'ENGIE Finance est stable à 4 000 millions d'euros à la clôture. Un nouvel emprunt auprès d'Engie Global Market SAS a été contracté au cours de l'exercice pour 500 millions d'euros.

Un emprunt de 15 millions d'euros a été contracté au cours de l'exercice auprès de la banque Banco Santander dans le cadre d'un *funding participation* à un contrat d'approvisionnement de gaz auprès de Petrogas.

11.2.4 Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, comptes courants créditeurs, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires) sont principalement libellées en euros.

11.3 Répartition de la dette par taux et par devise

11.3.1 Répartition par taux

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
À taux variable				
Emprunts obligataires	9 204	5 669	75	75
Dettes rattachées à des participations	4 500	4 000	4 500	4 000
Autres emprunts	4 343	4 662	4 564	4 026
Comptes courants des filiales	2 562	4 946	2 562	4 946
Autres dettes financières		-		-
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	4 038	3 393	4 038	3 393
Emprunts obligataires	22 356	22 070	31 485	27 664
Dettes rattachées à des participations		-		-
Autres emprunts	1 645	1 705	1 424	2 341
Autres dettes financières	693	639	693	639
TOTAL	**49 341**	**47 084**	**49 341**	**47 084**

11.3.2 Répartition par devise

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2023**
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	4 038	3 393	4 038	3 393
Emprunts obligataires	31 560	27 739	25 425	23 906
Dettes rattachées à des participations	4 500	4 000	4 500	4 000
Autres emprunts	5 988	6 367	5 458	5 269
Comptes courants des filiales	2 015	4 032	2 015	4 032
Autres dettes financières	720	578	720	578
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	-	-		
Emprunts obligataires		-	6 135	3 833
Dettes rattachées à des participations	-	-		
Autres emprunts	-	-	530	1 098
Comptes courants des filiales	547	914	547	914
Autres dettes financières	(27)	61	(27)	61
TOTAL	**49 341**	**47 084**	**49 341**	**47 084**

NOTE 12 COMPTES DE RÉGULARISATION ET ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2024
Contrats optionnels	2 257		(1 395)	862
Instruments financiers	5 003	6	(1 553)	3 456
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**7 260**	**6**	**(2 948)**	**4 317**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**440**	-	**(182)**	**258**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Les pertes de change latentes relatives aux contrats ne remplissant pas les critères de couverture font l'objet d'une provision pour risques et charges (voir Note 10.1.5).

Écarts de conversion Passif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des instruments dérivés destinés à couvrir des risques de change liés à la dette et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 13 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

13.1 Ventilation du chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires par zone géographique

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Ventes d'énergie		
• en France	18 264	22 765
• à l'étranger	17 444	26 888
Travaux, études et prestations de services	3 961	3 518
Produits des activités annexes et autres ventes	1 136	978
TOTAL	**40 805**	**54 149**

La baisse du chiffre d'affaires est le résultat d'effets prix et volumes négatifs, principalement sur les ventes d'électricité et les ventes de gaz aux autres opérateurs gaziers.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	18 667	23 583
• Électricité	17 041	26 070
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	3 961	3 518
• Produits des activités annexes et autres ventes	1 136	978
TOTAL	**40 805**	**54 149**

Au 31 décembre 2024, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 2 728 millions d'euros.

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	31 déc. 2023	Variation	31 déc. 2024
Exécution	168	21	189
Maîtrise	1 364	(96)	1 268
Cadre	2 442	(95)	2 347
TOTAL	**3 974**	**(170)**	**3 804**

L'effectif moyen au 31 décembre 2024 s'élève à 3 804 contre 3 974 en 2023.

Le poste "Charges de personnel" se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Traitements et salaires	(284)	(297)
Charges sociales	(127)	(126)
Intéressement	(17)	(16)
Autres charges	(137)	(92)
TOTAL	**(565)**	**(531)**

Intéressement du personnel

Un accord d'intéressement du personnel aux performances a été mis en place en conformité avec les conditions légales de l'ordonnance 86-1134 du 21 octobre 1986.

L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

13.3 Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Provision pour renouvellement des biens en concession	-	-
Provision pour reconstitution de sites	47	(10)
Autres provisions pour charges	(5)	(3)
Autres provisions pour risques	(569)	358
TOTAL	**(527)**	**346**

Les dotations nettes aux autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette aux provisions pour contrats déficitaires pour 299,8 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour litiges relatifs au personnel pour 7,3 millions d'euros ;
- dotation à la provision pour risque de redressement fiscal pour 9,5 millions d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour risques pour 284,3 millions d'euros dont principalement la provision pour moins-value latente (juste valeur négative des instruments financiers dérivés) sur commodités pour 279,1 millions d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour litiges commerciaux pour 1,2 million d'euros ;
- dotation nette à la provision pour reconstitution des sites pour 46,9 millions d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour charges diverses pour 5,6 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 21 millions d'euros au 31 décembre 2024 (principalement coûts de gestion et de réallocation de l'emploi) contre 22 millions d'euros au 31 décembre 2023.

13.5 Subvention d'exploitation

Les subventions d'exploitation intègrent les produits de subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes aux tarifs réglementés de gaz et d'électricité réalisées au cours de l'année.

NOTE 14 RÉSULTAT FINANCIER

			Total	
En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(2 402)	1 192	(1 209)	(1 014)
Revenus des créances rattachées à des participations	-	-	-	-
Résultat de change	(478)	557	80	194
Dividendes reçus	-	1 966	1 966	1 530
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(213)	30	(183)	(49)
TOTAL	**(3 092)**	**3 746**	**654**	**662**

NOTE 15 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

			Total	
En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(15)	9	(7)	(36)
Cessions d'immobilisations financières	(641)	648	7	41
Provision pour hausse de prix	-	31	31	(43)
Amortissements dérogatoires	(488)	404	(84)	(45)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(991)	3 721	2 730	727
Autres	(107)	57	(51)	(66)
TOTAL	**(2 243)**	**4 870**	**2 627**	**578**

La ligne "Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations" est détaillée en note 4.2.

La ligne "Autres" comprend notamment diverses charges de restructuration, des dépréciations exceptionnelles de logiciels informatiques et des provisions pour garanties de passif.

NOTE 16 SITUATION FISCALE

16.1 Régime de l'intégration fiscale

L'option pour le régime de l'intégration fiscale actuellement en cours est renouvelable tous les cinq ans par tacite reconduction.

16.2 Impôts sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2024 est de 25.82%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

	2024			2023		
En millions d'euros	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net
Impôt sur les sociétés de l'exercice d'ENGIE SA (hors groupe fiscal)						
• résultat courant	1 421		1 421	(325)		(325)
• résultat exceptionnel	2 627		2 627	578		578
Charge/produit d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)		**412**	**412**		**247**	**247**
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice incluant les contributions des filiales intégrées fiscalement	378			233		
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés (à hauteur des déficits des filiales intégrées fiscalement)	38			(41)		
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2024/2023)	(4)			55		
TOTAL	**4 048**	**412**	**4 460**	**253**	**247**	**500**

* *Un signe positif traduit un produit d'impôt.*

En 2024 comme en 2023, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est déficitaire. Les dividendes reçus des filiales suivent le traitement fiscal du régime mère/fille et sont exonérés, sous réserve d'une réintégration de quote-part de frais de 1% ou 5% suivant les cas.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 412,3 millions d'euros en 2024, contre 246,8 millions d'euros en 2023, et s'articule comme suit :

- un produit d'intégration fiscale de 378,2 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 233,3 millions d'euros en 2023. Ce gain d'intégration fiscal résulte de la différence entre :
  - la contribution à l'impôt groupe dû par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 440,9 millions d'euros contre 232,8 millions d'euros en 2023,
  - la charge d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré de 62,6 millions d'euros en 2024 contre un produit d'IS de 0,5 million d'euros en 2023,
  - une charge d'impôt liée à l'exercice antérieur de 0,1 million d'euros ;
- une reprise nette de provision pour impôt de 37,9 millions d'euros en 2024, contre une charge nette de 41,1 millions d'euros en 2023, intégrant notamment :
  - 11,2 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 98,5 millions d'euros de dotation nette en 2023,
  - 1,4 million d'euros de dotation nette pour risques fiscaux contre une dotation de 1,2 million d'euros en 2023,
  - 50,5 millions d'euros de reprise relative au suramortissement de l'exercice de la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession en 2007 de l'activité de distribution du gaz, contre 58,6 millions d'euros en 2023 ;
- diverses autres charges d'impôts pour 3,8 millions d'euros en 2024, contre 54,6 millions d'euros en 2023, liés essentiellement à un produit de CIR 2024 de 3,8 millions d'euros, à une charge d'impôt liée aux redressements fiscaux de filiales intégrées fiscalement de 3,4 millions d'euros et une charge d'impôt liée à Pilier 2 de 4,2 millions d'euros. En 2023, le produit de 54,6 millions d'euros était lié à la variation de la contribution interne 2022 des filiales intégrées fiscalement pour 28,8 millions d'euros, et à un produit de CIR 2023 de 18,3 millions d'euros.

16.3 Situation fiscale différée

La situation fiscale différée présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

	2024	2023
En millions d'euros	25,82%	25,82%
Année de retournement	**2025 et +**	**2024 et +**
Bases passives d'imposition différée		
• Charges déductibles non comptabilisées	422	270
• Produits comptabilisés non imposés	51	67
Bases actives d'imposition différée		
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	1 893	1 903
• Produits imposés non comptabilisés	383	514
Base fiscale différée nette	**1 803**	**2 080**
• Effet théorique d'imposition différée	466	537

NOTE 17 ENGAGEMENTS HORS BILAN (SAUF ENGAGEMENTS SOCIAUX)

17.1 Engagements à caractère financier

La gestion des risques financiers (risques de taux, de change, de liquidité et de crédit) est placée sous la responsabilité de la Direction Financière du groupe ENGIE.

17.1.1 Risque de liquidité

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de *cash pooling*, la centralisation automatisée de trésorerie du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (ENGIE Finance) et au Luxembourg (ENGIE Treasury Management) pour les pays européens. Ces véhicules centralisent la quasi-totalité des besoins et excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégie de placement.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Notes*, à des émissions de NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) en France et d'USCP (*United States Commercial Paper*) aux États-Unis.

Dans ce cadre, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur ENGIE SA pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, ainsi que pour les titres négociables à court terme émis.

Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer si l'accès à cette source de financement venait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. ENGIE SA dispose ainsi de liquidités mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir de relais en cas d'opérations de croissance externe :

- ENGIE SA dispose d'un encours de 13 919 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédits syndiqués de 4 500 millions d'euros et 4 000 millions d'euros respectivement à échéance septembre et décembre 2028. Au 31 décembre 2024, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 971 millions d'euros. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit ;
- ENGIE SA a également accès au marché des dettes à court terme via des programmes d'émission : USCP pour un montant de 321 millions de dollars américains (soit 309 millions d'euros) au 31 décembre 2024, et NEU CP pour un montant 4 692 millions d'euros au 31 décembre 2024.

17.1.2 Risque de contrepartie

ENGIE SA est exposée au risque de contrepartie, d'une part par ses activités opérationnelles, et d'autre part par ses activités financières.

Pour ce qui concerne ses activités opérationnelles, le Groupe a mis en place des procédures de suivi du risque de contrepartie adaptées aux particularités des populations concernées (entreprises privées, particuliers, collectivités publiques). Les clients représentant une contrepartie significative pour la Société sont intégrés aux procédures applicables aux activités financières décrites ci-après, afin de permettre un suivi transverse du risque de contrepartie les concernant.

Pour ses activités financières, ENGIE SA a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées sur :

- l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes ;

- les éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) ;
- les surfaces financières desdites contreparties ;
- la mise en place de limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, ENGIE SA a recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats-cadres (incluant des clauses de *netting* – compensation) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge). Le contrôle des risques de contrepartie liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière du groupe par le *middle-office*.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre une politique d'optimisation du coût de financement de sa dette nette en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (*swaps* et options de taux d'intérêt) en fonction des conditions de marché.

ENGIE SA s'assure également que le solde entre la part à taux variable de sa dette et ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation défavorable des taux d'intérêt à court terme.

Les positions du groupe ENGIE sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du management.

	Notionnel au 31 déc. 2024						
En millions d'euros	**À un an au plus**	**De un à cinq ans**	**De six à dix ans**	**Plus de dix ans**	**Total**	**Juste valeur ICNE inclus**	**Notionnel au 31 déc. 2023**
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	1 945	2 458	3 600	4 886	12 889	783	12 046
Payeur taux variable/receveur taux fixe	7 017	4 308	6 800	6 742	24 867	(337)	21 557
Payeur taux variable/receveur taux variable	50			600	650	(2)	
SWAPTIONS							
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		
TOTAL EUR	**9 012**	**6 766**	**10 400**	**12 228**	**38 406**	**444**	**33 603**
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	549	734			1 283	24	1 206
Payeur taux variable/receveur taux fixe	963	481	481		1 925	(42)	-
TOTAL USD	**1 512**	**1 215**	**481**	-	**3 208**	**(18)**	**1 206**
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable							
Payeur taux variable/receveur taux fixe				302	302		-
TOTAL GBP	-	-	-	**302**	**302**	**(26)**	-
TOTAL	**10 524**	**7 981**	**10 881**	**12 530**	**41 916**	**400**	**34 809**

	Notionnel au 31 déc. 2024						
En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2023
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe		638		2 031	2 669	(626)	2 669
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
TOTAL GBP	**-**	**638**	**-**	**2 031**	**2 669**	**(626)**	**2 669**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-		-	-		149
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		
TOTAL JPY	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**149**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	231	-	231	22	231
Payeur taux variable/receveur taux fixe		195			195	18	339
TOTAL CHF	**-**	**195**	**231**	**-**	**426**	**40**	**570**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe		266	331		597	(4)	44
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-				-	-	-
TOTAL USD	**-**	**266**	**331**	**-**	**597**	**(4)**	**44**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe					-		67
TOTAL NOK	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**67**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	75		54	-	129	(8)	129
TOTAL AUD	**75**	**-**	**54**	**-**	**129**	**(8)**	**129**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	98	153	-	251	30	251
TOTAL HKD	**-**	**98**	**153**	**-**	**251**	**30**	**251**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	216	-	-	216	(2)	-
TOTAL CNH	**-**	**216**	**-**	**-**	**216**	**(2)**	**-**
TOTAL	**75**	**1 413**	**769**	**2 031**	**4 288**	**(570)**	**3 879**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2024 sont les suivantes :

- ENGIE SA a souscrit des *swaps* à court terme (inférieurs à six mois) pour couvrir le risque de taux sur ses opérations de gestion de trésorerie à court terme (émission de NEU CP). Il s'agit de *swaps* payeurs taux variable Ester/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 517 millions d'euros ;
- conformément à la politique de risque de taux du Groupe, au regard de l'évolution des conditions de marché, une gestion active du risque de taux est pilotée en central par l'intermédiaire de *swaps* et options de taux et encadrée par un mandat de risque annuel ;
- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, ENGIE SA a mis en place depuis 2009 des couvertures de taux indexés dollars (permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains) pour un nominal de 1 763 millions de dollars au 31 décembre 2024 correspondant à 1 697 millions d'euros ;
- afin de protéger le taux de refinancement d'une partie de sa dette au niveau Groupe, ENGIE SA a un portefeuille de précouvertures de taux d'intérêt à termes débutant en 2024 avec une maturité en 2034.

17.1.4 Risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le Comité de Direction du Groupe. Aux bornes d'ENGIE SA, on distingue trois sources principales de risque de change :

- risque transactionnel lié aux opérations courantes : il concerne les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel dans une devise différente de l'euro. Les contrats d'achat ou vente de gaz sont fréquemment indexés sur les prix des produits pétroliers, eux-mêmes pour la plupart cotés en dollars américains ;
- risque transactionnel lié aux opérations financières : toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes ;
- risque translationnel : il concerne les entités consolidées ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres sterling.

L'exposition au risque de change sur ces opérations est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles, d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes ou indexés par des *swaps* financiers ;
- de façon centralisée, pour le risque translationnel, avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar américain sur les coûts d'approvisionnement, et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, ENGIE SA utilise principalement des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises, ainsi que des *swaps* de change, pour couvrir ses achats de gaz et ses activités de financement.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certaines créances rattachées à des participations, l'impact de conversion de futures acquisitions en devises, ou encore pour couvrir le risque patrimonial lors de la consolidation de sociétés, ENGIE SA a mis en place – ou complété – des positions sur des transactions à terme de devises, lesquelles lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur ces dépôts, prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2024, les engagements correspondant aux risques translationnels et financiers sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31 déc. 2024 Par échéance					
Contrats à terme	**2025**	**2026**	**2027 et au-delà**	**Contrevaleur au 31 déc. 2024**	**Différentiel de change au 31 déc. 2024**	**Engagement part fixe au 31 déc. 2023**
POSITION ACHETEUR						
Devise AUD	83	65	10	158	(2)	140
Devise CAD				-		
Devise CHF				-		39
Devise CNH				-		5
Devise GBP	44			44	1	38
Devise NZD				-		
Devise PLN				-		
Devise USD	1 122	25		1 147	27	1 761
Devise ZAR	36			36	(1)	
POSITION VENDEUR						
Devise AUD	5			5		
Devise CAD				-		
Devise CHF				-		39
Devise CNH				-		5
Devise GBP	159			159	1	148
Devise NZD				-		
Devise PLN				-		1
Devise USD	2 865	769	1 166	4 800	162	
Devise ZAR	36			36	(1)	4 251

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2024	Échéance À fin 2025	Échéance De 2026 à 2029	Échéance 2030 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	329	256	61	12
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	7 195	2 110	945	4 140
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	-			
Garanties cautions et avals aux filiales	9 153	1 135	846	7 172
Sûretés réelles données	-			
Lignes de crédit	-			
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	4 130		3 851	279
Engagements de location simple	758	63	249	446
Engagements de crédit-bail	-			
Engagements relatifs aux méthaniers	-			

Les engagements sur marchés comprennent les garanties données par ENGIE SA sur des contrats opérationnels pour son propre compte et celui de ses filiales pour un total de 7 524 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Les engagements de financement, d'un montant de 9 153 millions, correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales.

Les garanties sur convention de cessions d'activités, pour 4 130 millions d'euros, portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- de 25% de GRTgaz à la Société d'Infrastructures Gazières (SIG). ENGIE SA s'est engagé à garantir la SIG pendant 20 ans contre toute perte qu'elle pourrait subir du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz. Inexactitude qui serait de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de GRTgaz, dont le coût ne serait pas pris en charge par le tarif. Cette garantie, d'un montant de 167 millions d'euros, proportionnelle au pourcentage de détention (25%) fait suite à l'entrée de la SIG dans le capital de GRTgaz en juillet 2011 ;
- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à FULLBLOOM Investment Corporation (FIC), filiale à 100% de China Investment Corporation (CIC) en 2011, pour un montant maximal de 3 032 millions d'euros à échéance 2026 ;
- d'une participation de 10% dans le train 1 de l'usine de liquéfaction Atlantic LNG à Trinité et Tobago pour un montant maximum de 818 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de Culturespaces le 14 janvier 2022 à échéance le 30 mars 2026, pour un montant total de 0,9 million d'euros ;
- d'Equans à Bouygues pour certaines déclarations fondamentales et fiscales dont l'échéance est au plus tard la période de prescription applicable, et pour un montant maximal de 112,5 millions d'euros pour une garantie spécifique sur certains contrats d'Equans.

Les engagements de location simple, pour 758 millions d'euros, correspondent à la valeur des loyers actualisés restant à couvrir jusqu'aux échéances des baux de locations immobilières dans le cadre de l'activité d'ENGIE SA. Les engagements relatifs au projet Campus et au projet Urban Garden restent stables pour des montants respectifs de 577 millions et 30 millions d'euros. Certains loyers d'immeubles étant refacturés à des filiales du Groupe, les engagements correspondants figurent en engagements reçus.

D'autres engagements ont été donnés pour garantie de bonne et complète exécution :

- aux autorités de Hong Kong pour les contrats obtenus par Sita devenue SUEZ Environnement, puis SUEZ, qui contre-garantit ENGIE SA pour ces mêmes montants :
  - exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong à échéance 2063,
  - exploitation de différents sites de décharge, dont Went à échéance 2033, NWNT à échéance 2030, Tseung Kwan à échéance 2029 et Pillar Point à échéance 2036 à l'origine en partenariat avec Swire Pacific Ltd, avant que ce dernier ne cède en décembre 2009 à SUEZ Environnement sa participation dans la société Swire SITA Waste Services, filiale commune aux deux ensembles. Les garanties ont été réémises à cette occasion par ENGIE SA, étant précisé qu'en cas d'appel en garantie pour une cause afférente à la période de cogestion, le Groupe Swire s'est engagé sur le principe d'une indemnisation à hauteur de la moitié de la responsabilité ultime des deux groupes ;
- en 2008, SUEZ Environnement, devenue SUEZ en 2016, a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par ENGIE SA pour les entités du pôle environnement pour lesquelles SUEZ n'était pas déjà contre-garantie ;
- dans le cadre de la filialisation en 2000 des activités eau et assainissement, le transfert des contrats locaux de délégation de service public à la société Lyonnaise des Eaux était assorti d'une garantie ENGIE SA de bonne exécution, à échéance 2028. Au 31 décembre 2024, il subsiste 2 contrats de ce type à échéance courant 2025. La nouvelle entité dénommée SUEZ a consenti, en 2022, à un engagement d'indemnisation relatif à ces contrats contre-garantissant ENGIE.

Dans le cadre de l'OPA de Veolia sur SUEZ, Veolia a été informé par ENGIE SA des engagements et garanties de bonne et complète exécution pour certains contrats accordés par ENGIE SA à SUEZ et ses filiales. Veolia s'est engagé, dès lors qu'elle aura pris le contrôle de SUEZ, ce qui est maintenant le cas, à faire ses meilleurs efforts pour se substituer à ENGIE dans ces engagements et garanties, et contre-garantir, directement ou par toute filiale, l'ensemble des obligations d'ENGIE au titre de ces engagements et garanties. Veolia s'est également engagé à faire tout ce qui est en son pouvoir pour s'assurer de la bonne et complète exécution par SUEZ ou par ses filiales des contrats concernés par ces engagements et garanties.

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2024	Échéance		
		À fin 2025	De 2026 à 2029	2030 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	92	47	45	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	11 977	848	10 150	979
Sûretés personnelles reçues	-			
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	-			
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	131	63	60	8
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

ENGIE SA dispose, depuis avril 2014, d'une ligne de crédit syndiqué à hauteur de 5 000 millions d'euros dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en décembre 2028 avec une réduction de l'engagement à 4 500 millions d'euros. En décembre 2021, une nouvelle ligne de crédit syndiqué d'un montant de 4 000 millions d'euros a été souscrite avec pour échéance décembre 2026 mais reportée en décembre 2028.

Les engagements de location simple, pour 131 millions d'euros, correspondent à la refacturation des loyers d'immeubles occupés par des filiales du Groupe.

17.2 Engagements relatifs aux matières premières

17.2.1 Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement en gaz en Europe s'opère en partie grâce à des contrats long terme. Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures coûteuses de production et de transport. Le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales, qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité de volume permettant de gérer les aléas de la demande, principalement climatiques, ainsi que les aléas techniques.

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, ENGIE SA a sécurisé ses approvisionnements par ce type de contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

ENGIE SA peut également souscrire des contrats d'achat et vente à terme de gaz naturel, principalement à échéance inférieure à un an, dans le cadre de son activité de négoce : achats et ventes de gaz sur les marchés de court/moyen terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement d'ENGIE SA d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

La compétitivité de ces contrats est assurée par des formules de prix indexés et des mécanismes de révision de prix. ENGIE SA réalise la majeure partie de ces achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2024, les engagements d'ENGIE SA sont de 348 TWh d'achats fermes à moins d'un an, 1 020 TWh entre deux et cinq ans et de 1 243 TWh à plus de cinq ans.

Au 31 décembre 2024, les engagements d'ENGIE SA sont de 90 TWh de ventes fermes à moins d'un an, 165 TWh entre deux et cinq ans et 173 TWh à plus de cinq ans.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, ENGIE SA a conclu des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2024, les engagements d'ENGIE SA sont de 70 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 105 TWh pour les ventes à terme d'électricité.

17.2.2 Produits dérivés

Dans le cadre de son activité d'achat et de vente d'énergie, ENGIE SA utilise des produits dérivés d'énergie afin d'adapter son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel, de l'électricité et des produits pétroliers.

Les instruments dérivés sur matières premières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par ENGIE SA consistent principalement en des contrats d'échange (*swaps*) à terme (*futures*) et des options souscrits pour gérer son risque de prix dans le cadre de son activité de négoce. Ces instruments sont négociés auprès des tiers par l'intermédiaire de sa filiale spécialisée ENGIE Global Markets, sur les marchés organisés ou sur les marchés de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinée à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement d'ENGIE SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (*calls*) ou planchers (*puts*) ;
- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

L'exposition au risque de prix des matières premières sur les opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés, d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des *swaps* financiers.

Selon la nature des éléments couverts, les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffres d'affaires ou en coût d'achat d'énergie.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

17.2.2.1 Instruments comptabilisés en positions ouvertes isolées

	Notionnel au 31 déc. 2024 en GWh par échéance				Juste valeur au 31 déc. 2024	Notionnel au 31 déc. 2023
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans	(en millions d'euros)	(en millions d'euros)	(en GWh)
***SWAPS* (POSITION ACHETEUR)**						
Gaz naturel	61 266	20 489	8 406	2 404	415	(1 135)
Produits pétroliers	8 168	105	-	52	(52)	53
Électricité	853	810	41	156	(11)	127
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	
***SWAPS* (POSITION VENDEUR)**						
Gaz naturel	(53 861)	(17 681)	(6 790)	(2 217)	(282)	1 046
Produits pétroliers	(2 905,74)	(105)	-	(22)	22	(8)
Électricité	(1 932,82)	(1 075,11)	(277)	(261)	(116)	180
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	394	67	-	5	3	10
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité		-	-		-	-
OPTIONS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	(11 019,70)	(4 553,03)	(718)	(40)	(16)	(39)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité						(11)

(1) En kilos de quotas de CO_2.

17.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture n'est pas appliquée dans les comptes sociaux d'ENGIE SA.

17.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2024 en GWh par échéance				Juste valeur au 31 déc. 2024	Notionnel au 31 déc. 2023
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans	(en millions d'euros)	(en millions d'euros)	(en GWh)
***FORWARDS* (POSITION ACHETEUR)**						
Gaz naturel	553 178,17	117 051,56	53 907,51	28 783,06	3 774,86	(17 143)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	48 767,94	22 767,95	10 542,55	7 602,26	(1 358,57)	(6 152)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***FORWARDS* (POSITION VENDEUR)**						
Gaz naturel	(558 947,64)	(93 914,22)	(26 054,83)	(27 558,92)	(3 609,97)	17 568
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(32 095,12)	(6 428,43)	(1 136,85)	(3 427,41)	344	3 052
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	313	342	-	19	99	148
Produits pétroliers	-	-	-			-
Électricité	18 525,72	6 875,94	1 439,01	492	240	250
OPTIONS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	-	-	-	(83)	(52)	(382)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(20 324,97)	(6 627,56)	-	(690)	(142)	(372)

(1) En kilo de quotas de CO_2.

17.3 Couverture des risques assurables

Sur la base de l'identification des risques assurables (notamment ceux concernant les biens de l'entreprise ainsi que les dommages occasionnés aux tiers y compris environnementaux), ENGIE SA a mis en place une politique de transfert systématique des risques significatifs. Ainsi, les polices d'assurance contractées présentent des niveaux de couverture élevés afin de limiter l'impact financier sur les comptes du Groupe en cas de sinistre.

Par ailleurs, pour garantir l'homogénéité des couvertures mises en place, la gestion des assurances est centralisée au niveau du Groupe. Ceci a notamment permis d'intégrer les nouveaux projets des filiales dans les contrats existants et de pleinement jouer le rôle de prescripteur pour les filiales contrôlées majoritairement.

NOTE 18 ENGAGEMENTS DE RETRAITE ET AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL

Récapitulatif des engagements

	Régime des IEG		Régime hors IEG		Total	
En millions d'euros	Au 31 déc. 2024 (1)	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2024 (1)	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2024 (1)	Au 31 déc. 2023
Retraite	**1 550**	**1 536**	**215**	**221**	**1 765**	**1 756**
Régime	1 550	1 536	215	221	1 765	1 756
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**252**	**274**	**15**	**15**	**267**	**289**
Avantage en nature énergie et eau	173	194	3	3	176	197
Indemnités de fin de carrière	33	33		-	33	33
Indemnités de secours immédiat	34	35		-	34	35
Autres (2)	12	12	12	12	24	24
Autres engagements envers le personnel	**68**	**68**	**-**	**-**	**68**	**68**
Pensions d'invalidité et autres	62	61	-	-	62	61
Médailles du travail	6	6	-	-	6	6
TOTAL	**1 870**	**1 878**	**230**	**236**	**2 100**	**2 114**

(1) Dont 83 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (voir Note 19.4).
(2) Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex-SUEZ.

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime des IEG	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Taux d'actualisation	3,63%	3,55%	3,62%	3,54%	3,40%	3,43%	3,55%	3,51%
Taux d'inflation	1,98%	2,02%	1,98%	2,02%	1,98%	2,02%	1,98%	2,02%
Durée résiduelle de service	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG								
Ex-SUEZ	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Taux d'actualisation	3,63%	4,04%	-	-	-	-	3,63%	4,04%
Taux d'inflation	2,02%	2,15%	-	-	-	-	2,02%	2,15%
Durée résiduelle de service								

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG								
Ex-Cie Financière	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**	**2024**	**2023**
Taux d'actualisation	3,63%	4,04%	-	-	-	-	3,63%	4,04%
Taux d'inflation	2,02%	2,15%	-	-	-	-	2,02%	2,15%
Durée résiduelle de service								

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 15%.

18.1 Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez ENGIE SA sont :

- d'une part, les pensions dues dans le cadre du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières (IEG) ;
- d'autre part, les régimes repris suite à la fusion-absorption de Suez par ENGIE SA :
  - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988,
  - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de SUEZ (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière),
  - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Pensions du régime des IEG

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005, soit pour ENGIE SA 3,25% des engagements "droits spécifiques passés" de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

Le régime spécial des IEG est fermé aux nouveaux entrants depuis le 1er septembre 2023.

Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements d'ENGIE SA sont déterminés selon une méthode actuarielle conformément au mode de calcul des engagements présenté dans la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02). Cette méthode, dite des "unités de crédit projetées", repose sur des lois de projection portant notamment sur les salaires de fin de carrière, les âges de départ à la retraite, l'évolution des effectifs de retraités et les reversions de pensions.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- évaluation sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- détermination pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG ou, s'agissant des régimes ex-SUEZ, pour l'ensemble des salariés et retraités bénéficiaires de ces régimes ;
- les écarts actuariels sont immédiatement pris en compte.

18.2 Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs des IEG :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie,
  - les indemnités de fin de carrière,
  - les congés exceptionnels de fin de carrière,
  - le régime des capitaux décès,
  - le régime d'aide aux frais d'études ;
- avantages à long terme :
  - les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles,
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
  - les médailles du travail,
  - l'aide bénévole amiante.

Par ailleurs, les retraités d'ex-SUEZ bénéficient des avantages suivants au titre des avantages postérieurs à l'emploi : une prime eau et un régime de complémentaire santé.

La méthode retenue pour évaluer les engagements est celle des "unités de crédit projetées".

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents, actifs et inactifs, bénéficient d'un régime d'avantage en nature énergie. Cet avantage recouvre la fourniture de gaz et d'électricité à tarif préférentiel.

L'engagement relatif à la fourniture de gaz aux agents d'ENGIE SA et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la valeur probable du prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF.

18.2.2 Les indemnités de fin de carrière

Depuis le 1er juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent, lors de leur départ en retraite, une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG, plafonnée au-delà d'une ancienneté de 40 ans.

18.2.3 Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.3 Variation de la valeur actualisée des engagements

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À L'OUVERTURE	**1 536**	**1 503**	**274**	**139**	**68**	**66**	**222**	**242**	**14**	**18**	-	-	**2 114**	**1 967**
Impacts fusion et filialisations		(2)		(1)		(1)	-	-	-	-	-	-	-	(4)
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	15	13	4	4	7	6	-	-	-	-	-	-	26	23
Charges d'intérêt sur obligation	53	57	10	5	2	3	7	9	1	-	-	-	73	74
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	(19)	41	(4)	140	-	2	3	(14)	1	(2)	-	-	(20)	167
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	(20)	(1)	(21)	(5)	(4)	-	-	-	-	-	-	-	(45)	(6)
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	65	(18)	3	4	4	1	-	-	-	-	-	-	71	(12)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(78)	(77)	(15)	(10)	(8)	(9)	(16)	(15)	(2)	(2)	-	-	(119)	(113)
Impact réforme des retraites	-	21	-	(2)	-	-							-	19
Autres		-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À LA CLÔTURE	**1 550**	**1 536**	**251**	**274**	**69**	**68**	**216**	**222**	**14**	**14**	-	-	**2 100**	**2 114**

18.4 Provisions

ENGIE SA provisionne à la clôture de l'exercice les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité en cours de service et les prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière). Figure également au passif d'ENGIE SA une provision pour retraite et autres avantages apportés par SUEZ lors de la fusion-absorption en 2008. Ces provisions sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Elles ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés, ni de désactualisation.

Au 31 décembre 2024, ENGIE SA a provisionné 83 millions d'euros, contre 82 millions d'euros en 2023, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 1 million d'euros.

Évolution des provisions sur engagements sociaux

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Total	
En millions d'euros	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À L'OUVERTURE (PROVISIONNÉE)			**10**	**10**	**68**	**66**	**4**	**4**	-		-	-	**82**	**80**
Impacts fusion et filialisations	-			-		(1)	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Coût des services rendus de la période	-		1	1	7	6	-	-	-	-	-	-	8	7
Charges d'intérêt sur obligation	-		-	-	2	3	-	-	-	-	-	-	2	3
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	-		-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	-		-	-	(4)	-	-	-	-	-	-	-	(4)	-
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	-		1	2	4	1	-	-	-	-	-	-	5	3
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-		(2)	(2)	(8)	(9)	-	-	-	-	-	-	(10)	(12)
Impact réforme des retraites			-	-	-	-								-
Autres	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À LA CLÔTURE (PROVISIONNÉE)	-		**10**	**10**	**69**	**68**	**4**	**4**	-	-	-	-	**83**	**82**

(1) En 2024, comme en 2023, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG.

(2) Indemnités congés exceptionnels (10 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ et prime eau nulle au 31 décembre 2024.

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (52 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (8 millions d'euros), d'amiante (2 millions d'euros) et médailles du travail (6 millions d'euros).

18.5 Contrats d'assurance

ENGIE SA a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière. Des versements ont été effectués en 2024 par ces fonds assurantiels pour un montant de 91 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 688 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 1 706 millions d'euros au 31 décembre 2023.

18.6 Variation de la juste valeur des actifs de couverture

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE À L'OUVERTURE	**1 475**	**1 443**	**21**	**20**	-	-	**210**	**223**	-	-	-	-	**1 706**	**1 686**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendement attendu des actifs	52	55	1	1	-	-	7	9	-	-	-	-	60	65
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	9	52	-	1	-	-	5	(6)	-	-	-	-	14	46
Prestations payées pour les actifs de couverture	(71)	(75)	(5)	(1)	-	-	(16)	(15)	-	-	-	-	(92)	(91)
Autres	-	-	-	-	-	-			-	-	-	-	-	-
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE À LA CLÔTURE	**1 465**	**1 475**	**17**	**21**	-	-	**206**	**210**	-	-	-	-	**1 688**	**1 706**

Information relative au rendement des actifs

	Régime des IEG						Régime hors IEG					
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Rendement réel des actifs de couverture	**4,2%**	**7,7%**	**4,2%**	**7,7%**			**3,1%**	**3,0%**	-	-	-	-

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraite et autres actifs du régime des IEG s'établit à 4,22% pour l'exercice 2024.

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraites du régime hors IEG s'établit à 3,08% pour l'exercice 2024.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2024	2023	2024	2023
Placements actions	31%	27%	10%	10%
Placements obligataires	60%	58%	78%	79%
Autres (y compris monétaires)	9%	15%	12%	11%
	100%	**100%**	**100%**	**100%**

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie, contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG de retraite et d'indemnités de fin de carrière, sont gérés en unités de compte. Ces contrats sont ouverts à ENGIE SA et aux filiales du Groupe adhérentes à "la convention de gestion du passif social du Groupe". Les contrats peuvent être investis marginalement dans des instruments financiers émis par ENGIE SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à ENGIE SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par ENGIE SA au 31 décembre 2024 s'élève à 6,4 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par ENGIE SA.

18.7 Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Les salariés relevant du régime des IEG bénéficient par ailleurs d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies mis en place en 2009. Les cotisations patronales versées à ce titre restent stables entre 2024 et 2023 pour 5 millions d'euros.

NOTE 19 LITIGES

19.1 GEMS

ENGIE a initié au début du quatrième trimestre 2022 un arbitrage contre Gazprom export LLC visant entre autres (i) à faire reconnaître l'inexécution par Gazprom export LLC de ses obligations de livraison de gaz vis-à-vis d'ENGIE au terme de contrats de livraison de gaz long terme et (ii) à obtenir de Gazprom export LLC le paiement de pénalités contractuelles ainsi que la réparation des dommages résultant de cette inexécution.

Cet arbitrage résulte de la situation de sous-livraison significative créée par Gazprom export LLC à compter de mi-juin 2022 vis-à-vis d'ENGIE suivie, à la fin de l'été 2022, de la décision unilatérale de Gazprom export LLC de réduire ses livraisons à ENGIE en raison d'un désaccord entre les parties sur l'application des contrats.

19.2 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal en impôt sur les sociétés de la cession Dailly sans recours de la créance litigieuse de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal Administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative d'appel de Versailles qui a invalidé le jugement du tribunal en 2021. Le 14 avril 2023, le Conseil d'État a annulé l'arrêt de la Cour au motif que la créance cédée devait être qualifiée de remboursement anticipé d'impôt non déductible, indépendamment du fait que l'état n'ait pas autorisé son remboursement par l'établissement bancaire cessionnaire de la créance, et que le remboursement n'ait été que partiel. Le Conseil d'État a renvoyé l'affaire à la Cour administrative d'appel de Versailles pour trancher en fonction d'un mode opératoire qui revient à faire dépendre le traitement fiscal de la cession de créance litigieuse de 2005 de l'issue du contentieux précompte proprement dit. Aucune décision n'a été rendue en 2024.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, l'ensemble des procédures auxquelles ENGIE était partie est achevé, ce qui permet de circonscrire les conséquences financières de la cession Dailly de 2005 précitée.

NOTE 20 ÉLÉMENTS RELATIFS AUX PARTIES LIÉES

Toutes les transactions significatives effectuées par ENGIE SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2024 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2023. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (une Administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 34,13% des droits de vote théoriques (ou 34,23% des droits de vote exerçables) contre 33,80% à fin décembre 2023.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces *déc*isions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. Les TRV gaz ont pris fin au 1er juillet 2023.

Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA, filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 31 décembre 2007, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs. Avec le déploiement des compteurs communicants, pour l'électricité et pour le gaz, les activités "communes" opérées par les deux distributeurs ont été amenées à évoluer fortement. Les activités restantes mixtes sont réduites depuis 2024 à la médecine du travail, la médecine Conseil et la gestion des tarifs particuliers. Un projet porté par les deux distributeurs vise à finaliser le démixtage de ces activités.

Relations avec la CNIEG (Caisse nationale des industries électriques et gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des entreprises non nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 21 RÉMUNÉRATIONS DES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DU COMITÉ EXÉCUTIF

Les rémunérations de toutes natures (salaires bruts, primes, intéressement et avantages en nature y compris charges patronales afférentes) versées en 2024 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 26,4 millions d'euros.

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Les membres du Conseil d'Administration, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires, ont reçu une rémunération au titre de leur mandat. Le montant total est de 0,8 million d'euros pour l'exercice 2024, étant précisé que les Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État ont perçu 85% de leur rémunération. Ce montant de 0,8 million d'euros inclut la part versée à l'État, soit 0,2 million d'euros, ce qui correspond au solde de 15% de la rémunération de ces derniers et à la rémunération attribuée à l'Administratrice représentante de l'État nommée par arrêté.

NOTE 22 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Accord avec l'État belge portant sur la prolongation de 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

Les seuils de 10% et 50%, dont les franchissements sont présentés dans cette note, correspondent aux pourcentages de détention à partir desquels une entité détenue devient respectivement une participation et une filiale selon le Code du commerce.

CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES

	% au 31 déc. 2023	% au 31 déc. 2024	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales [1]						
VILOREX (tupée sur 2024)	100,00%	0,00%	X		10 716 801,97	*Holding*
Participations [2]						
50FIVE	40,85%	0,00%		X	144 097,00	e-mobilité

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

ACHATS TOTAUX OU PARTIELS

	% au 31 déc. 2023	% au 31 déc. 2024	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales [1]						
ENGIE INVESTISSEMENTS 90	0,00%	100,00%	X		40 000,00	Coquille
ENGIE INVESTISSEMENTS 91	0,00%	100,00%	X		40 000,00	Coquille
Participations [2]	-					

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices

	2024	2023	2022	2021	2020
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en euros)*	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	-	-	-	-	-
Opérations et résultat de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	40 805	54 149	68 500	36 224	19 272
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 514	169	4 148	659	1 444
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(412)	(247)	(321)	(474)	(532)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	4 460	500	1 697	1 780	(3 928)
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres)	3 604	3 482	3 409	2 070	1 291
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,79	0,17	1,84	0,47	0,81
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1,83	0,21	0,70	0,73	(1,61)
Dividende versé par action [(1)]	1,48	1,43	1,40	0,85	0,53
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	3 804	3 974	4 135	4 294	4 477
Montant de la masse salariale de l'exercice	284	297	292	277	283
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales…)	281	234	210	229	239

(1) Soumis à l'approbation du Conseil d'Administration.

Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024 de verser un dividende unitaire de 1,48 euro par action, soit un montant total de 3 604 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2024. Ce dividende unitaire proposé de 1,48 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de deux ans au 31 décembre 2024 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

6.5 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS

Exercice clos le 31 décembre 2024

À l'assemblée générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2024, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance, prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2024 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Evaluation des titres de participation

[Notes 1 « Règles et méthodes comptables » et 4 « Immobilisations financières » de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Au 31 décembre 2024, les titres de participation s'élèvent à 76,9 milliards d'euros (67,9 milliards d'euros en valeur nette). Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés. Concernant les titres pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable de ces titres (y compris les malis de fusion associés) à leur valeur d'utilité, si celle-ci est inférieure, comme indiqué dans la section « Immobilisations financières » de la note 1 de l'annexe aux comptes annuels. La valeur d'utilité est déterminée notamment, par référence à (i) la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes pour les sociétés de financement, à (ii) la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des vingt derniers cours de Bourse de l'exercice pour les sociétés	Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations des titres de participation par la direction. Nous avons examiné les principales données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination des valeurs d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié les calculs effectués par votre société avec le support de nos spécialistes en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à : • examiner les méthodes d'évaluations retenues pour estimer les valeurs d'utilité ; • apprécier la cohérence des hypothèses du scénario de référence à long terme de votre groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;

Point clé de l'audit	Notre réponse

cotées et aux (iii) flux de trésorerie attendus ou de dividendes (« *Discounted Cash Flow* » ou « *Dividend Discount Model* ») pour les autres filiales opérationnelles, en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.
Comme indiqué dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les flux de trésorerie attendus proviennent du budget 2025 et du plan d'affaires à moyen terme 2026-2027 approuvés par votre comité exécutif et votre conseil d'administration et, au-delà de cette période, d'extrapolations établies à partir d'hypothèses macroéconomiques et de projections de prix issues du scénario de référence à long terme de votre groupe pour la période 2028-2050 revu et validé par votre comité exécutif.
Comme mentionné dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, la reprise nette des provisions constatée à hauteur de 3,1 milliards d'euros en 2024 porte notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (3,6 milliards d'euros).
L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu (i) de leur importance au bilan (65,9 % du total actif), des jugements et estimations de la direction nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité et de la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues, dans un environnement économique et financier qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.
	• vérifier la cohérence des hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues, propres à chacune des entités, pour établir les prévisions de flux de trésorerie ;
	• examiner les modalités de détermination des taux d'actualisation et apprécier leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes ;
	• apprécier les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels en vérifiant :
	  • la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, avec le scénario de référence dugroupe ;
	  • la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché.
	Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1 et 4 de l'annexe aux comptes annuels.

Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites « énergie en compteur »)

[Notes 1 « Règles et méthodes comptables », 6.1 « Echéancier des créances » et 13.1 « Ventilation du chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société procède à des estimations et fait usage de jugements pour la comptabilisation des ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites « énergie en compteur »). L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec, le cas échéant, plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre société est amenée à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2024, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 2,7 milliards d'euros. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution pour la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par votre société. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie. Celui-ci tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. Compte tenu des montants en jeu, de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens de l'énergie, et des jugements exercés, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé comme un point clé de l'audit.	Les diligences mises en œuvre concernant l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables pour l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit ; • comparer les informations sur les volumes livrés déterminées par votre société avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôler que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés au cours de la période, prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analyser la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécier la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; et enfin • apprécier l'antériorité du stock d'énergie en compteur en date de clôture.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et règlementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D.441-6 du code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L.225-37-4, L.22-10-10 et L.22-10-9 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-9 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-11 du code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité de la directrice générale.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet Deloitte & Associés et par celle du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres

Au 31 décembre 2024, nos cabinets étaient dans la dix-septième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 7 mars 2025

Les Commissaires aux comptes

ERNST & YOUNG et Autres		DELOITTE & ASSOCIÉS	
Sarah Kokot	Guillaume Rouger	Laurence Dubois	Nadia Laadouli



7

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 504

7.1.1 Raison sociale et nom commercial 504
7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI 504
7.1.3 Date de constitution et durée de vie 504
7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet 504
7.1.5 Objet social 504
7.1.6 Raison d'être 505
7.1.7 Exercice social 505

7.2 Contrats importants 505

7.2.1 Contrats finalisés en 2023 505
7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2023 et finalisés en 2024 505
7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2023 505
7.2.4 Contrats finalisés en 2024 505
7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2024 505
7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2024 505
7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement 505

7.3 Litiges et arbitrages 506

7.4 Documents accessibles au public 506

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 506

7.6 Table de conversion 507

7.7 Unités de mesure 507

7.8 Sigles et acronymes 508

7.9 Glossaire 509

7.10 Index thématique 512

7.11 Table de concordance 513

7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT ENGIE ET SES STATUTS

7.1.1 Raison sociale et nom commercial

La Société a pour raison sociale et nom commercial : ENGIE.

7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI

ENGIE est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 542 107 651.

Son code APE est le 3523Z.

Son identifiant d'entité juridique (code LEI) est le suivant : LAXUQCHT4FH58LRZDY46.

Le nom de l'action cotée en bourse est ENGIE et son code mnémonique "ENGI".

7.1.3 Date de constitution et durée de vie

La Société a été constituée sous forme d'établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) le 8 avril 1946 et immatriculée au registre du commerce et des sociétés le 24 décembre 1954. ENGIE est une société anonyme depuis le 20 novembre 2004.

La Société a une durée de vie de 99 ans à compter du 20 novembre 2004, soit jusqu'au 17 novembre 2103, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet

Le siège social est situé : 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie, France.

Téléphone du siège social : +33 1 44 22 00 00

Site internet : www.engie.com

Les informations figurant sur le site internet de la Société ne font pas partie intégrante du présent document, sauf si elles y sont incorporées par référence.

ENGIE est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés commerciales de forme anonyme, sous réserve des lois spécifiques régissant la Société, et à ses statuts.

7.1.5 Objet social

Aux termes de l'article 2.2 des statuts, ENGIE a pour objet la gestion et la mise en valeur de ses actifs matériels et immatériels, présents et futurs, en France et à l'international, par tous moyens, et notamment de :

- prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz de toute nature et sous toutes ses formes, de l'électricité ainsi que toutes autres formes d'énergie ;
- réaliser le négoce de toute énergie, notamment du gaz et de l'électricité ;
- fournir à tout type de clients des services liés directement ou indirectement aux activités précitées, et notamment des services propres à faciliter la transition énergétique ;
- assurer les missions de service public qui lui sont assignées par la législation et la réglementation en vigueur, en particulier par le Code de l'énergie ;
- étudier, concevoir et mettre en œuvre tous projets et tous travaux publics ou privés pour le compte de toutes collectivités, entreprises et particuliers ; préparer et conclure tous traités, contrats et marchés se rapportant à l'exécution de ces projets et de ces travaux ;
- participer directement ou indirectement à toutes opérations ou activités de toute nature pouvant se rattacher à l'un des objets précités, ou de nature à assurer le développement du patrimoine social y compris des activités de recherche et d'ingénierie, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat ou de vente de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt et de participations, sous quelque forme que ce soit, dans toutes entreprises ou sociétés, existantes ou à créer, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- créer, acquérir, louer, prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, prendre à bail, installer, exploiter tous établissements et fonds de commerce se rapportant à l'un des objets précités ;
- prendre, acquérir, exploiter, concéder ou céder tous procédés, brevets et licences de brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- obtenir, acquérir, prendre à bail et exploiter, principalement au travers de filiales et participations, toutes concessions et entreprises relatives à l'alimentation des villes en eau potable ou industrielle, à l'évacuation et à l'épuration des eaux usées, aux opérations de dessèchement et d'assainissement, à l'irrigation et à l'établissement de tous ouvrages de transport, de protection et de retenue d'eau ainsi que toutes activités de vente et de service aux collectivités et aux particuliers dans l'aménagement des villes et la gestion de l'environnement ;
- et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services notamment l'intermédiation d'assurance comme mandataire ou mandataire délégué, à titre de complément ou autonome, ou de recherche, ces opérations et activités se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires, complémentaires ou connexes ainsi qu'à ceux de nature à favoriser le développement des affaires de la Société.

7.1.6 Raison d'être

Aux termes de l'article 2.1 des statuts, la raison d'être d'ENGIE c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée.

7.1.7 Exercice social

La Société a un exercice social d'une durée de 12 mois qui débute le 1er janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

7.2 CONTRATS IMPORTANTS

Les principaux contrats du Groupe, autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires, sont les suivants :

7.2.1 Contrats finalisés en 2023

Contrat d'acquisition de 100% de Broad Reach Power - voir Note 4.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2023.

7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2023 et finalisés en 2024

Non significatif.

7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2023

Non significatif.

7.2.4 Contrats finalisés en 2024

Cession partielle d'une participation de 15% dans *Transportadora Associada de Gás S.A.* ("TAG") ; cession d'une participation de 50% dans *Energia Mayakan S. de R.L. de C.V.* ("Mayakan") – voir Note 4.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2024

Cession partielle ou complète d'une série de participations (Touat en Algérie, Safi au Maroc, Uch au Pakistan) – voir Note 4.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025 (Voir Note 24.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2024

Non significatif.

7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement

Voir Notes 14.2 et 14.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et Notes 11.2.1 et 11.2.2 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.3 LITIGES ET ARBITRAGES

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages d'une part et, d'autre part, fait l'objet d'enquêtes et procédures au titre du droit de la concurrence, dont les principaux sont présentés dans la Note 23 "Contentieux et enquêtes" de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et dans la Note 19 "Litiges" de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.4 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

Les documents relatifs à ENGIE devant être mis à la disposition du public (les statuts, les rapports, les informations financières historiques d'ENGIE, ainsi que des filiales du Groupe incluses ou visées dans le présent Document d'enregistrement universel et celles relatives à chacun des deux exercices précédant le dépôt du présent Document d'enregistrement universel) pourront être consultés au siège social d'ENGIE pendant toute la durée de la validité du présent Document d'enregistrement universel.

Ces documents peuvent également être obtenus en format électronique sur le site internet d'ENGIE (www.engie.com) et, pour certains d'entre eux, sur le site de l'AMF (https://www.amf-france.org/fr).

Le Document d'enregistrement universel d'ENGIE est traduit en anglais.

Outre le présent Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF, le Groupe publie annuellement un Rapport intégré.

Les documents publiés sur le site internet sont disponibles sans frais auprès d'ENGIE, 1, place Samuel-de-Champlain – 92400 Courbevoie, France.

7.5 RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL

Personne responsable du Document d'enregistrement universel

Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel contenant le rapport financier annuel

"J'atteste que les informations contenues dans le présent Document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omissions de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes annuels et les comptes consolidés, sont établis conformément au corps de normes comptables applicable et donnent une image fidèle et honnête des éléments d'actif et de passif, de la situation financière et des profits ou pertes de l'Emetteur et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion, dont les différentes rubriques sont mentionnées dans le Chapitre 7 du présent Document d'enregistrement universel, présente un tableau fidèle de l'évolution et des résultats de l'Entreprise et de la situation financière de l'Emetteur et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels ils sont confrontés et qu'il a été établi conformément aux normes d'information en matière de durabilité applicables".

Courbevoie, le 13 mars 2025
La Directrice Générale
Catherine MacGregor

7.6 TABLE DE CONVERSION

1 kWh	0,09 m³ de gaz naturel *(soit 1 m³ de gaz = 11 kWh)*
1 GWh	91 000 m³ de gaz naturel
1 TWh ou 1 milliard de kWh	91 millions de m³
1 milliard de m³ de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole *(en Mbep)*

Les unités de conversion mentionnées ci-dessus sont celles couramment utilisées par les professionnels du secteur de l'énergie. Elles sont fournies à titre purement indicatif dans ce document.

7.7 UNITÉS DE MESURE

A	Ampère
Bar	Unité de mesure de la pression des fluides, notamment du gaz naturel (1 bar : 105 Pascal)
Bep	Baril équivalent pétrole (1 baril = 159 litres)
CO_2 éq.	Équivalent dioxyde de carbone
G	Giga *(en milliard)*
GBq	Giga becquerel
GW	Gigawatt *(en milliard de watts)*
GWh	Gigawattheure *(en million de kilowattheures)*
GWhééq	GWh équivalent électrique
J	Joule
k	Kilo *(en mille)*
km	Kilomètres
kW	Kilowatt *(en mille watts)*
kWh	Kilowattheure *(en mille wattheures)*
m	Mètre
m²	Mètre carré
m³	Mètre cube
M	Méga *(en million)*
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MW	Mégawatt *(en million de watts)*
MWc	Mégawatt crête (unité de mesure de puissance des installations solaires photovoltaïques)
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawattheure *(en mille kilowattheures)*
T	Téra *(en mille milliards)*
TBq	Téra becquerel
t/h	Tonne par heure
TWh	Térawattheure *(en milliard de kilowattheures)*
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

7.8 SIGLES ET ACRONYMES

A

AMEA : Asie, Moyen-Orient, Afrique
AMF : Autorité des marchés financiers
ATRD : Accès des tiers au réseau de distribution – voir Glossaire

B

***BtoB* :** *Business to Business* (clientèle d'entreprises)
***BtoC* :** *Business to Consumer* (clientèle de particuliers)

C

CA : Chiffre d'Affaires
CAPEX : *Capital expenditures* (dépenses d'investissement)
CCGT : *Combined Cycle Gas Turbine* (turbine gaz-vapeur)
CEE : Comité d'Entreprise Européen
CEE : Certificat d'économie d'énergie
CEEDD : Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable
CER : *Certified Emission Rec gu*
CNRG : Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance
CRE : Commission de Régulation de l'Energie
CRM : *Capacity Remuneration Mechanism* – voir Glossaire
CSE : Comité Social et Économique
CIT : Comité des Investissements et des Technologies
CSRD : *Corporate Sustainability Reporting Directive* (directive européenne relative au reporting extra-financier en lien avec la durabilité)

D

DPEF : Déclaration de Performance Extra-Financière

E

E&P : Exploration-Production d'hydrocarbures
EBIT : *Earnings Before Interests and Taxes* – voir Glossaire
EBITDA : *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization* – voir Glossaire
EMAS : *Eco Management and Audit Scheme* (Système de Management Environnemental et d'Audit) – voir Glossaire
EMTN : *Euro Medium Term Note* (programme de bons à moyen terme négociables)
ENR : Énergies Renouvelables : éolien, solaire, hydraulique, etc.
ERM : *Enterprise Risk Management* (gestion des risques de l'entreprise)
ESG : Environnement Social Gouvernance
ESRS : *European Sustainaiblity Reporting Standards* (normes européennes de reporting de durabilité depuis 2024)
EUA : *European Union Allowance* (droits d'émission européens)

G

GBU : *Global Business Unit*
GEMS : *Global Energy Management & Sales*
GES : Gaz à Effet de Serre – voir Glossaire
GNL : Gaz Naturel Liquéfié – voir Glossaire

I

IAS : *International Accounting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB jusqu'en 2002)
IASB : *International Accounting Standards Board*
IEG : Industries Électriques et Gazières – voir Glossaire
IFRS : *International Financial Reporting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB depuis 2002)
INCOME : *Internal Control Management Efficiency* (programme de contrôle interne du groupe ENGIE)
ISO : *International Organization for Standardization* – voir Glossaire
IRO : Impacts Risques et Opportunités - voir Glossaire

K

KPI : *Key Performance Indicator* (indicateur clé de performance)

L

LTO : *Long Term Operation*
LEAP : *Locate, Evaluate, Assess, Prepare*

M

MtM : *Mark to Market (fair value investment)*

N

NO_x : Oxyde d'azote

O

ODD : Objectifs de Développement Durable
ONG : Organisation non gouvernementale
OPCVM : Organismes de placement collectif de valeurs mobilières
OPEX : *Operating expenses* (charges d'exploitation)
OTI : Organisme Tiers Indépendant

P

PAMT : Plan d'affaires à moyen terme
PPA : *Power Purchase Agreement* (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)

R

R&D : Recherche et Développement
R&I : Recherche et Innovation
RGPD : Règlement Général sur la Protection des Données
RH : Ressources Humaines
RNRpg : Résultat Net Récurrent part du groupe
ROACE : *Return On Average Capital Employed* (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)
RSE : Responsabilité Sociétale d'Entreprise

S

SBTi : *Science-Based Targets initiative* - voir Glossaire
SI : Système d'Information
SO_2 : Dioxyde de soufre

T

TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*
TRVE : Tarifs réglementés de vente d'électricité
TSR : *Total Shareholder Return* – voir Glossaire

V

VaR : *Value at Risk* (valeur à risque) – voir Glossaire

7.9 GLOSSAIRE

Accès des Tiers au Réseau de Distribution (ATRD)

Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

Actions en auto-détention

Actions de la Société acquises par cette dernière, en vertu d'une autorisation donnée par l'Assemblée Générale. Ces actions sont privées de droits de vote.

Base d'actifs régulés (BAR)

La base d'actifs régulés est la valeur économique des actifs, reconnue par le régulateur, pour les actifs exploités par un opérateur d'infrastructures régulées.

Biogaz

Ensemble des gaz qui résultent de la fermentation des matières organiques (déchets, boues des stations d'épuration, etc.) dans un milieu en raréfaction d'air, tels que le méthane et le dioxyde de carbone. Cette fermentation est le résultat d'une activité bactérienne, naturelle ou contrôlée. À ce titre, le biogaz entre dans la catégorie des énergies renouvelables.

Biomasse

Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Une partie de ce gisement peut être éventuellement exploitable à des fins énergétiques.

Biométhane

Gaz vert composé dans une très large proportion de molécules de méthane. C'est ce gaz qui peut être injecté dans le réseau gaz de ville.

Canalisation de gaz

Conduite assurant le transport d'un gaz combustible.

Capacité de transport

Charge maximale admissible en permanence d'un moyen d'exploitation en tenant compte de la stabilité de ses paramètres de fonctionnement et de la chute de pression.

Capacity Remuneration Mechanism

Instrument destiné à compléter les marchés d'énergie avec un marché de capacités qui garantit la disponibilité de capacités suffisantes pour assurer l'approvisionnement en électricité.

Centrale à cycle combiné à vapeur

Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbogénérateur.

Centrale thermique

Installation dans laquelle l'énergie chimique contenue dans des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux est transformée exclusivement en énergie électrique à l'aide de chaudières et de turbines à vapeur.

Certified Emission Reduction (CER)

Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre délivré à des industriels ayant investi dans des pays en voie de développement pour y réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les CER ne sont pas directement échangeables, mais restituables en lieu et place de quotas de CO_2, un CER équivalant alors à un quota.

Code Afep-Medef

Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées (en France), dans sa version publiée par l'Afep-Medef en décembre 2022.

Cogénération

Technique permettant, à partir d'un seul combustible qui peut être le gaz naturel, de produire simultanément de la chaleur (vapeur ou eau surchauffée ou mélange d'air et de produits de combustion) et de l'électricité.

Commercialisateur

Vendeur d'énergie à des tiers (client final, distributeur, etc.).

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz – Belgique (CREG)

Organisme autonome, investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz. Par ailleurs, la CREG surveille et contrôle l'application des lois et réglementations. Un Conseil général, composé de représentants des gouvernements fédéral et régionaux, des organisations représentatives des travailleurs, des employeurs et des classes moyennes, des associations environnementales ainsi que des producteurs, des distributeurs et des consommateurs, supervise son fonctionnement.

Commission de Régulation de l'Énergie – France (CRE)

La Commission de Régulation de l'Énergie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.

Corporate PPA (Power Purchase Agreement)

Un *Power Purchase Agreement Corporate* ("contrat d'achat d'électricité" ou *Corporate PPA* est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité final.

Décarbonation

Activités visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique.

Dessalement

Procédé permettant de réduire la concentration en sels des eaux afin de les rendre propres à la consommation humaine ou animale ainsi que pour divers usages, notamment industriels.

Distribution

Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.

EBIT

Résultat courant avant intérêts et impôts, après quote-part du résultat net récurrent des sociétés mises en équivalence.

EBITDA

EBIT avant dépréciation et amortissement.

Électricité verte

L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.

Eco Management and Audit Scheme (EMAS)

Système de Management Environnemental et d'Audit, fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.

Énergie renouvelable

Énergie produite à partir de sources non fossiles renouvelables, à savoir l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique ou photovoltaïque, l'énergie géothermique, l'énergie ambiante, l'énergie marémotrice, houlomotrice ou osmotique et les autres énergies marines, l'énergie hydroélectrique, la biomasse, les gaz de décharge, les gaz des stations d'épuration d'eaux usées et le biogaz.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz atmosphérique qui contribue à maintenir la chaleur émise sur terre par le soleil. Les industries, les voitures, le chauffage, l'élevage, etc. produisent des gaz dont certains renforcent l'effet de serre. L'augmentation significative des gaz à effet de serre produits par l'activité humaine est, entre autres, responsable du réchauffement de la planète et de ses conséquences sur l'écosystème.

Gaz bas-carbone

Gaz constitué principalement de méthane qui peut être injecté et transporté de façon sûre dans le réseau de gaz naturel et dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales à un seuil fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Gaz Naturel Liquéfié (GNL)

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à -162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.

Gaz vert

Gaz combustible bas carbone produit à partir de la fermentation de matières organiques. Terme générique qualifiant un gaz d'origine renouvelable, produit à partir de déchets organiques (déchets ménagers, déchets de l'agro-industrie, de l'agriculture, etc.).

Hydrogène vert

Hydrogène produit par électrolyse de l'eau à partir d'une source d'électricité d'origine renouvelable.

Industries électriques et gazières (IEG)

Ensemble des entreprises qui produisent, transportent ou distribuent de l'électricité ou du gaz en France et qui satisfont aux dispositions de la loi de nationalisation du 8 avril 1946. La branche des IEG regroupe l'ensemble des entreprises dont le personnel relève du statut du personnel des IEG.

International Organization for Standardization (ISO)

Organisation visant à définir des référentiels (norme/standard industriel utilisé comme référentiel).

Impacts Risques et Opportunités (IRO)

Ensemble des impacts, risques et opportunités, identifiés lors de l'analyse de double matérialité. Les impacts désignent les effets des activités de l'entreprise sur la société et l'environnement, les risques sont les menaces liées aux enjeux de durabilité, et les opportunités représentent les avantages à tirer d'une transition durable. Dans le cadre de l'application de la CSRD, l'entreprise doit expliquer comment ces impacts, risques et opportunités sont gérés et maitrisés.

ISO 14001

Norme internationale destinée à vérifier l'organisation des procédures et méthodes d'unités organisationnelles d'une entreprise, ainsi que la mise en place efficace de la politique de l'environnement et de ses objectifs environnementaux.

Joint-venture

Terme anglais communément utilisé pour décrire un projet dans lequel deux entités ou plus participent. Pour les principes et méthodes de consolidation applicables aux différents types de partenariat selon les normes IFRS, se reporter à la Note 1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Liquéfaction du gaz naturel

Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.

Modulation

Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas des États-Unis).

Net Zéro (Carbone)

Objectif d'atténuation du changement climatique d'une entreprise visant à réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) d'au minimum 90% par rapport à 2017 pour ENGIE) et neutraliser les émissions résiduelles difficilement abattables par la contribution à l'accroissement des puits de carbone.

Neutralité carbone

Equilibre entre les émissions de gaz à effet de serre (GES) et les absorptions carbones à l'échelle mondiale.

Prestataire de Services d'Investissement (PSI)

Entreprise de crédit ou établissement de crédit ayant reçu un agrément pour réaliser des services d'investissements et dont le rôle principal est de transmettre et de traiter les ordres de bourse.

Qmax

Un navire de taille Q-Max mesure 345 mètres (1 132 pieds) de long et mesure 53,8 mètres (177 pieds) de large et 34,7 mètres (114 pieds) de haut, avec un tirant d'eau d'environ 12 mètres (39 pieds).

Il a une capacité de GNL de 266 000 mètres cubes (9 400 000 pieds cubes), soit 161 994 000 mètres cubes (5,7208 × 109 pieds cubes) de gaz naturel.

Réseau principal

Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.

Réseau régional

Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.

SBTi (certification)

Certification portée par la Science-Based Targets Initiative (SBTi) qui valide que les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'une entreprise sont conformes aux recommandations scientifiques et alignés avec l'Accord de Paris visant à limiter l'augmentation de la température moyenne mondiale bien en dessous de 2°C au-dessus des niveaux préindustriels et poursuivre les efforts pour limiter l'augmentation de la température à 1,5°C.

Scopes 1, 2 et 3

ENGIE établit annuellement un bilan GES (scopes 1, 2 et 3) au périmètre du Groupe calculé suivant les principes du *GHG Protocol Corporate Standard* :

- le scope 1 couvre la production d'électricité par combustion d'énergies fossiles dans des centrales possédées ou contrôlées par ENGIE, les émissions de méthane sur infrastructures contrôlées par ENGIE, les flottes de véhicules ENGIE ;
- le scope 2 couvre la production de l'électricité, de la chaleur ou du froid achetés et consommés par ENGIE pour usage propre ;
- le scope 3 couvre, en amont, l'achat pour revente d'électricité et de chaleur, la fabrication de biens, de services ou d'équipements immobilisés, achetés ou loués par ENGIE (incluant leur fin de vie), la chaîne amont des combustibles (extraction et transport de matières premières), et en aval, les consommations finales des volumes de gaz vendus par ENGIE, la production d'électricité dans centrales non contrôlées (mises en équivalence) par ENGIE.

Smart energy

Système énergétique économiquement efficace, durable et sécurisé dans lequel la production d'énergie renouvelable, les infrastructures et la consommation sont intégrées et coordonnées localement au moyen de services énergétiques, d'utilisateurs actifs et de technologies digitales.

Stockage

Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.

Stockage souterrain

Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Stress test

Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.

Take-or-pay

Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

Terminal méthanier

Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).

Tolling

Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz, etc.) en électricité.

Total Shareholder Return (TSR)

Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.

Trading d'énergie

Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).

Transport

Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.

Value at Risk (VaR)

La *Value at Risk* est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading.

À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1%, soit deux ou trois fois par an.

Virtual Power Plant (VPP)

Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.

7.10 INDEX THÉMATIQUE

Thèmes	Pages
Acquisitions	24, 110, 138, 140, 294, 295, 297, 305, 319, 329, 331, 332, 342, 344, 360, 363, 375, 380, 382, 389, 391, 396, 401, 405, 407, 417, 470, 485, 497
Actionnariat	150, 151, 152, 303, 318, 319
Actions de Performance	107, 151, 152, 269, 273 à 278, 280, 281, 282, 287 à 290, 292, 295, 299, 432, 433
Administrateur	90, 107, 240 à 244, 246, 248, 249, 251, 252, 254, 255, 258 à 271, 284, 285, 286, 290, 291, 300, 301, 349, 434, 435, 495, 496
Assemblée Générale	3, 19, 86, 106, 240, 258, 262, 263, 286, 300, 301, 302, 320, 350, 417, 443, 448, 499, 501
Assurances	45, 46, 56, 57, 63, 86, 94, 103, 489
Capital social	280, 292, 297 à 300, 303 à 306, 319, 417, 418, 451, 466, 470, 498
Capitaux propres	18, 333, 334, 335, 338, 339, 340, 341, 342, 350,
Cessions	111, 122, 138, 148, 268, 330, 342, 359, 363, 372, 373, 380, 382, 391, 392, 396, 401, 407, 453
Changement climatique	19, 21, 23, 24, 39, 44, 49, 50, 69, 70, 82, 93, 94, 96, 102 à 110, 115, 128, 136, 137, 173, 204 à 215, 220, 230, 232, 233, 234, 265, 270, 381, 425, 511.
Code Afep-Medef	240, 241, 242, 258, 259, 260, 262, 263, 273, 276, 281, 286, 287, 289, 290, 301, 510
Comité Exécutif	19, 45, 62, 63, 64, 65, 78, 87, 90, 106, 107, 120, 158, 178, 184, 194, 230, 233, 262, 272, 273 à 295, 384, 435, 496
Commissaires aux comptes	64, 65, 79, 149, 218 à 222, 232, 233, 263 à 268, 296, 301 à 309, 316, 317, 442 à 449, 499 à 502
Conflits d'intérêts	185, 187, 258, 264, 296, 352
Conseil d'Administration	4, 6, 90, 102, 106, 120, 228, 240 à 250, 258 à 302, 320, 350, 434, 493, 496
Contrôle interne	45 à 65, 78, 90, 102, 163, 164, 183, 184
Conventions réglementées	258, 296, 297, 302
Dette financière	322, 358, 395, 408, 435
Développement durable	19, 20, 87, 90, 101, 102, 157, 167, 171, 177, 189, 190, 234, 235, 317, 365, 387
Direction Générale	9, 59, 62, 90, 240, 264, 272, 284
Diversité	16, 63, 73, 99, 143 à 148, 153 à 155, 160, 227, 235, 240, 241, 260, 265, 266, 269, 324,
Dividendes	48, 302, 320, 331, 334, 340 à 342, 350, 353 à 355, 363, 390, 391, 418, 419, 436, 465, 467, 470, 471, 480, 481, 498, 500
Effectifs	18, 21, 84, 141, 282, 479
État français	240, 251, 298, 319
Éthique	62, 75, 76, 106, 120, 137, 141, 143, 162, 167, 168, 171, 184 à 191, 223 à 225, 235 à 237, 270
Filiales	8, 10, 23, 26, 30, 78, 95, 107, 138, 150, 151, 162, 164, 165, 223, 336, 342, 346 à 351
Gestion des risques	14, 15, 19, 23, 45 à 61, 102, 121, 129, 137, 144, 166, 169, 177, 223 à 253, 268, 346, 402, 482
Gouvernance	19 à 21, 63, 86, 90, 92, 95, 102, 120, 147, 167, 175, 181, 222, 230, 237, 239 à 302, 346, 350
Impôts	48, 329, 330, 337, 338, 356, 362, 364, 372 à 377, 419, 435, 452, 472, 473, 481, 498
Mandataires sociaux	46, 240 à 301, 306, 496, 501
Notations	19, 21, 107, 177, 336, 399, 411
Recrutement	60, 91, 99, 143, 144, 154, 155, 156, 159, 188, 261
Règlement Intérieur	258, 262, 263, 265
Rémunération	23, 73, 90, 92, 106, 107, 147, 150 à 157, 232, 263 à 301, 340, 378, 496
Résultat net part du Groupe	17, 18, 322, 323, 329, 330, 337, 351, 361, 373, 378
Retraites	54, 146, 151, 153, 279, 291, 364, 426, 429 à 431, 491 à 498
Santé-sécurité	21, 58 à 53, 73, 74, 100, 161 à 176, 223 à 238, 265, 270, 275, 290, 324
Statuts	4, 19, 240, 263, 264, 300, 301, 320, 504 à 506
Taxonomie	19, 78, 84, 103, 136 à 140, 204 à 216, 270
Transition énergétique	2 à 4, 9, 13 à 15, 25 à 36, 44, 47 à 55, 69, 80, 93 à 109, 131 à 149, 173, 178 à 181, 233, 313, 314, 334, 346, 386, 387, 425, 504
Trésorerie	18, 138, 192, 309, 336 à 345, 351 à 364, 371 à 424, 432 à 456, 465, 482 à 484, 500

7.11 TABLE DE CONCORDANCE

Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017 (Prospectus) et Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019

La présente table de concordance permet d'identifier les informations requises par l'annexe 1 (sur renvoi de l'annexe 2) du Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 complétant le Règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil conformément au schéma du prospectus et de croiser celles-ci avec les Sections du Document d'enregistrement universel 2024 :

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2024		Page
1. Personnes responsables, informations provenant de tiers, rapports d'experts et approbation de l'autorité compétente			
1.1 Nom et fonction des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	506
1.2 Déclaration des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	506
1.3 Déclaration ou rapport attribué à une personne intervenant en qualité d'expert	NA		NA
1.4 Attestation d'un tiers	NA		NA
1.5 Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente		Encart AMF	1
2. Contrôleurs légaux des comptes			
2.1 Nom et adresse des contrôleurs légaux des comptes	4.3.7	Mandats des Commissaires aux comptes	301
2.2 Démission, révocation ou non-renouvellement des contrôleurs légaux des comptes	NA		NA
3. Facteurs de risques	2	Facteurs de risque et contrôle interne	43
4. Informations concernant l'émetteur			
4.1 Raison sociale et nom commercial	7.1.1	Raison sociale et nom commercial	502
4.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	502
4.3 Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	1.1.2	Histoire et évolution de la Société	8
	7.1.3	Date de constitution et durée de vie	502
4.4 Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	7.1.4	Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet	502
5. Aperçu des activités			
5.1 Principales activités	1.1.1	Présentation	8
	1.1.3	Organisation du Groupe	9
	1.2	Stratégie et objectifs	13
	1.6	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024	22
5.2 Principaux marchés	6.2.2	Comptes consolidés – Note 6.2 (Indicateurs clés par secteur reportable) et Note 6.3 (Indicateurs clés par zone de commercialisation/d'implantation)	365 268
5.3 Événements importants	1.6	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024	22
5.4 Stratégie et objectifs	1.2	Stratégie et objectifs	13
5.5 Degré de dépendance de l'émetteur à l'égard de brevets oude licences, de contrats industriels, commerciaux ou financiers ou de nouveaux procédés de fabrication	2.2	Facteurs de risques	47
5.6 Déclaration sur la position concurrentielle	1.1.1	Présentation	8

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2024		Page
5.7 Investissements			
5.7.1 Principaux investissements réalisés	6.1.1.2.3	Investissements (CAPEX)	332
5.7.2 Principaux investissements en cours	1.2	Stratégie et objectifs	13
	1.6	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024	22
5.7.3 Co-entreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.2.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2024) et Note 3 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	346 352
5.7.4 Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.1.2	Informations environnementales	102
6. Structure organisationnelle			
6.1 Description sommaire du Groupe	1.1.3	Organisation du Groupe	9
6.2 Liste des filiales importantes	6.2.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2024)	346
7. Examen de la situation financière et du résultat	6.1.1	Rapport d'activité	322
7.1 Situation financière	6.1.1.2	Évolution de l'endettement financier net	331
	6.1.1.3	Autres postes de l'état de la situation financière	333
7.1.1 Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	6.1.1	Rapport d'activité	322
7.1.2 Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche et innovation	15
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 13.2.4 (Information sur les frais de recherche et développement)	381
7.2 Résultats d'exploitation			
7.2.1 Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquentsou nouveaux développements	6.1.1.1	Résultats ENGIE au 31 décembre 2024	322
	6.1.1.1.9	Revue des données de l'année 2024	325
7.2.2 Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	6.1.1.1	Résultats ENGIE au 31 décembre 2024	322
	6.1.1.1.9	Revue des données de l'année 2024	325
8. Trésorerie et capitaux			
8.1 Informations sur les capitaux	6.1.1.3	Autres postes de l'état de la situation financière	333
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 5.4 (Capitaux engagés industriels)	362
		Note 14.3.1 (Endettement financier net par nature)	395
		Note 16 (Éléments sur les capitaux propres)	417
8.2 Flux de trésorerie	6.1.1.2	Évolution de l'endettement financier net	331
8.3 Besoins de financement et structure de financement	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	336
	5.2	Titres non représentatifs du capital	307
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)	389
8.4 Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2	Restriction à l'utilisation des capitaux	336
8.5 Sources de financement attendues	6.1.2.3	Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	336

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2024		Page
9. Environnement réglementaire	1.6	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2024	22 47
	2.2.1	Risques politiques et réglementaires	
10. Information sur les tendances			
10.1 Principales tendances récentes ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente, tout changement significatif dans la performance financière du Groupe ou fournir une déclaration négative appropriée	1.2	Stratégie et objectifs	13
	6.1	Examen de la situation financière	322
10.2 Tendances susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
11. Prévisions ou estimations du bénéfice			
11.1 Prévision ou estimation du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
11.2 Déclaration énonçant les principales hypothèses	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
11.3 Déclaration relative aux bases d'établissement et d'élaboration des précisions et estimations du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale			
12.1 Informations concernant les membres des organes d'administration et la Direction Générale	4.1	Organisation et fonctionnement de la gouvernance	240
	4.1.3	Direction Générale	272
12.2 Conflits d'intérêts	4.1.1.4	Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation, contrat de services et lien familiaux	258
13. Rémunération et avantages			
13.1 Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.2	Rémunérations des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif	273
13.2 Montant total des sommes provisionnées ou constatées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	4.2	Rémunérations des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif	273
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction			
14.1 Date d'expiration des mandats	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	240
14.2 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	4.3.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	296
14.3 Information sur le Comité d'Audit et le Comité de Rémunération	4.1.2.4	Les comités	266
14.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.2	Activités et Fonctionnement du Conseil d'Administration	263
	4.4	Code de gouvernement d'entreprise	301
14.5 Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.1.1.10	Évolution de la composition du Conseil d'Administration	262
15. Salariés			
15.1 Nombre de salariés	3.1.3.2.2	Présentation détaillée des salariés d'ENGIE	145
15.2 Participations et stock-options	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	244
	4.2	Rémunérations des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif	273
15.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.1.3.2.3	Conditions de travail et dialogue social	147

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2024		Page
16. Principaux actionnaires			
16.1 Actionnaires détenant plus de 5% du capital ou des droits de votes	5.1.1	Capital social et droits de vote	304
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	319
16.2 Existence de droits de vote différents	5.1.1.3	Droits de vote	304
	5.4.4	Action spécifique	319
16.3 Contrôle de l'émetteur	5.4.2	Répartition du capital	318
	5.4.4	Action spécifique	319
16.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	319
17. Transactions avec des parties liées			
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	296
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	302
18. Informations financières concernant l'actif et la passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur			
18.1 Informations financières historiques	6.2	Comptes consolidés	337
	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	443
	6.4	Comptes sociaux au 31 décembre 2024	450
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	499
18.2 Informations financières intermédiaires	6.2	Comptes consolidés	337
18.3 Audit des informations financières annuelles historiques	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	443
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	499
18.4 Informations financières pro forma	NA		NA
18.5 Politique en matière de dividendes	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	320
18.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2.2	Comptes consolidés – Note 23 (Contentieux et enquêtes)	437
	7.3	Litiges et arbitrage	506
18.7 Changement significatif de la situation financière	6.2.2	Comptes consolidés – Note 24 (Événements postérieurs à la clôture)	441
19. Informations supplémentaires			
19.1 Capital social	5.1	Informations sur le capital	304
19.1.1 Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	5.1.1	Capital social et droits de vote	304
	5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	304
	4.3.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	297
19.1.2 Actions non représentatives du capital	5.2	Titres non représentatifs du capital	307
19.1.3 Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	5.1.4.3	Valeur comptable et valeur nominale	306
19.1.4 Valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	NA		NA

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2024		Page
19.1.5 Droits d'acquisition et/ou toute obligation attachée au capital autorisé, mais non émis, ou toute entreprise visant à augmenter le capital	NA		NA
19.1.6 Options sur le capital de membres du Groupe	5.4.4	Action spécifique	319
19.1.7 Historique du capital social	5.1.3	Évolution du capital social au cours des cinq derniers exercices	305
19.2 Acte constitutif et statuts			
19.2.1 Registre et objet social	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	504
	7.1.5	Objet social	504
19.2.2 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	5.4.4	Action spécifique	319
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	300
19.2.3 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	319
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	300
20. Contrats importants	7.2	Contrats importants	505
21. Documents disponibles	7.4	Documents accessibles au public	506

Table de concordance du rapport financier annuel

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier, dans le présent Document d'enregistrement universel, les informations qui constituent le rapport financier annuel devant être publié par les sociétés cotées conformément aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du Règlement général de l'AMF.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Comptes annuels	6.4	Comptes sociaux au 31 décembre 2024	450
Comptes consolidés	6.2	Comptes consolidés	337
Rapport de gestion		Voir table de concordance spécifique ci-après	518
Rapport sur le gouvernement d'entreprise		Voir table de concordance spécifique ci-après	518
Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	506
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	499
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	443
Rapport de certification sur les informations en matière de durabilité	3.1.6	Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2024	218

Table de concordance du rapport de gestion (auquel sont joints le rapport sur le gouvernement d'entreprise et les informations en matière de durabilité)

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier les informations devant figurer au sein du rapport de gestion, selon les dispositions du Code de commerce applicables aux sociétés anonymes à Conseil d'Administration.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
1. SITUATION ET ACTIVITÉ DU GROUPE			
Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	6.1.1	Rapport d'activité	322
	6.1.1.1.9	Revue des données de l'année 2024	325
	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	336
	6.2	Comptes consolidés	337
Indicateurs clefs de performance de nature financière	1.4.3	Chiffres clés financiers 2024	18
Indicateurs clefs de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	1.5.2	Atteinte des objectifs ESG à horizon 2030	20
Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le Rapport de gestion est établi	6.2.2	Comptes consolidés – Note 24 (Événements postérieurs à la clôture)	441
Succursales existantes	NA	NA	NA
Prises de participation significatives dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	6.2.2	Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre)	359
Aliénations de participations croisées	NA	NA	NA
Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	322
Activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche et innovation	15
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 13.2.4 (Information sur les frais de recherche et développement)	381
Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des cinq derniers exercices	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	498
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	6.1.1.5	Comptes sociaux	335
Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration des Commissaires aux comptes	NA	NA	NA
2. CONTRÔLE INTERNE ET GESTION DES RISQUES			
Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	2.2	Facteurs de risques	47
	3.1	État de durabilité	68
Indications sur les risques financiers liés aux effets du changement climatique et la présentation des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité	2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	49
	3.1.2	Informations environnemtales	102

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principale de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	2	Facteurs de risque et contrôle interne	43
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)	389
		Note 15 (Risques liés aux instruments financiers)	402
Dispositif anti-corruption	3.1.4.1	Éthique et conduite des affaires	184
Plan de vigilance et compte rendu de sa mise en œuvre effective	3.2	Plan de vigilance	223
3. RAPPORT SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE			
Informations sur les rémunérations			
Politique de rémunération des mandataires sociaux	4.2.3	Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux pour l'exercice 2025 *(say on pay ex-ante)*	286
	4.2.4	Politique de rémunération des Administrateurs pour l'exercice 2025	291
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice ou attribués au titre de l'exercice à chaque mandataire social	4.2.1.3	Synthèse des rémunérations des dirigeants mandataires sociaux pour 2024	277
Proportion relative de la rémunération fixe et variable	4.2.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2024 (*say on pay ex-post*)	273
Utilisation de la possibilité de demander la restitution d'une rémunération variable	NA	NA	NA
Engagements de toute nature pris par la Société au bénéfice de ses mandataires sociaux, correspondant à des éléments de rémunération, des indemnités ou des avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la prise, de la cessation ou du changement de leurs fonctions ou postérieurement à l'exercice de celles-ci	4.2.1.1	Rémunération du Président du Conseil d'Administration – Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence	273
	4.2.1.2	Rémunération de la Directrice Générale – Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence	276
Rémunération versée ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	NA	NA	NA
Ratios entre le niveau de rémunération de chaque dirigeant mandataire social et les rémunérations moyenne et médiane des salariés de la Société	4.2.1.5	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	283
Évolution annuelle de la rémunération, des performances de la Société, de la rémunération moyenne des salariés de la Société et des ratios susvisés au cours des cinq exercices les plus récents	4.2.1.5	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	282
Explication de la manière dont la rémunération totale respecte la politique de rémunération adoptée, y compris dont elle contribue aux performances à long terme de la Société et de la manière dont les critères de performance ont été appliqués	4.2.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2024 (*say on pay ex-post*)	273
Manière dont a été pris en compte le vote de la dernière Assemblée Générale Ordinaire prévu au I de l'article L. 22-10-34 du Code de commerce	NA	NA	NA

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Écart par rapport à la procédure de mise en œuvre de la politique de rémunération et toute dérogation	NA	NA	NA
Application des dispositions du second alinéa de l'article L. 225-45 du Code de commerce (suspension du versement de la rémunération des Administrateurs en cas de non-respect de la mixité du Conseil d'Administration)	NA	NA	NA
Attribution et conservation des options par les mandataires sociaux	NA	NA	NA
Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	4.2.1.2	Rémunération de la Directrice Générale – Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)	276
	4.2.6	Attribution d'Actions de Performance	292
Informations sur la gouvernance			
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	244
	4.1.1.6	Situation de cumul des mandats des Administrateurs	260
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	4.3.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	296
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	296
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	302
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée Générale en matière d'augmentations de capital	4.3.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	297
Modalités d'exercice de la direction générale	4.1.3	Direction Générale	272
Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	240
	4.1.2	Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration	263
Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	4.1.1.7	Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration	260
Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	4	Gouvernement d'entreprise	239
	4.1.2	Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration	263
Référence à un Code de gouvernement d'entreprise et application du principe "*comply or explain*"	4.4	Code de gouvernement d'entreprise	301
Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée Générale	4.1.1.10	Évolution de la composition du Conseil d'Administration	262
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	300
Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	4.3.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	296
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	296
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	302
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange	4.3.6	Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE	301

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Système de contrôle interne et de gestion des risques			
Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	2.1	Processus de gestion des risques	45
	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	64
4. ACTIONNARIAT ET CAPITAL			
Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	5.4.2	Répartition du capital	318
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	319
	5.4.4	Action spécifique	319
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.1.4	Rachat d'actions	305
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 16 (Éléments sur capitaux propres)	417
État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	5.4.2	Répartition du capital	318
	3.1.3.2.3	Conditions de travail et dialogue social	147
Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	NA	NA	NA
Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	4.2.6.4	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2024	295
Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	320
5. INFORMATIONS EN MATIERE DE DURABILITE			
Modèle commercial et stratégie de la Société	3.1.1	Informations générales	77
	3.1.1.2	Stratégie - Modèle d'affaires - Chaîne de valeur	79
Objectifs que s'est fixés la Société en matière de durabilité et les progrès accomplis dans la réalisation de ces objectifs	3.1	État de durabilité	67
Rôle des organes de direction et d'administration concernant les enjeux de durabilité, ainsi que les compétences et l'expertise des membres de ces organes à cet égard	3.1.1	Informations générales	77
	3.1.2	Informations environnementales	102
Politiques de la Société en ce qui concerne les enjeux de durabilité	3.1	État de durabilité	67
Incitations liées aux enjeux de durabilité octroyées par la Société aux membres des organes de direction et d'administration	3.1.1	Informations générales	77
Procédure de vigilance raisonnable mise en œuvre par la Société concernant les enjeux de durabilité et les impacts négatifs recensés dans ce cadre	3.1.1	Informations générales	77
Principaux impacts négatifs potentiels ou réels, les mesures prises pour recenser, surveiller, prévenir, éliminer ou atténuer ces impacts négatifs et les résultats obtenus à cet égard	3.1	État de durabilité	67
Principaux risques pour la Société liés aux enjeux de durabilité, y compris ses principales dépendances, et la manière dont elle gère ces risques	3.1	État de durabilité	67
6. AUTRES INFORMATIONS			
Informations fiscales complémentaires	6.2.2	Comptes consolidés – Note 11 (Impôts)	374
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2.2	Comptes consolidés – Note 23 (Contentieux et enquêtes)	437
	7.3	Litiges et arbitrages	506

Crédits photos :
ENGIE/MIRO/MEYSSONNIER ANTOINE.
Centrale solaire photovoltaïque de Bollène (Vaucluse, France).

Cession de droits d'auteur :
Tous droits cédés pour communication interne et externe (Monde) hors achat d'espace, publi-reportage, objets publicitaires, livres vendus ou toute autre exploitation commerciale et hors cinéma et télédiffusion.



Conception graphique de ce document par PricewaterhouseCoopers Advisory
Contact : fr_content_and_design@pwc.com

Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros

Siège social : 1, place Samuel-de-Champlain
92400 Courbevoie – France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00

SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651

engie.com