RCS : NANTERRE
Code greffe : 9201

Documents comptables

REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES

Le greffier du tribunal de commerce de NANTERRE atteste l'exactitude des informations transmises ci-après

Nature du document : Documents comptables (B-S)

Numéro de gestion : 2010 B 02949
Numéro SIREN : 542 107 651
Nom ou dénomination : ENGIE

Ce dépôt a été enregistré le 17/06/2020 sous le numéro de dépôt 15483

Greffe du tribunal de commerce de Nanterre

Documents comptables déposés en annexe du RCS

Dépôt :

Date de dépôt : 17/06/2020

Numéro de dépôt : 2020/15483

Déposant :

Nom/dénomination : ENGIE

Forme juridique : Société anonyme

N° SIREN : 542 107 651

N° gestion : 2010 B 02949

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651



Document d'enregistrement universel 2019

Incluant le rapport financier annuel

Certifié conforme à l'original

Patrick van der Beken
Secrétaire du Conseil d'administration

ENGIE

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

sommaire

1 PRÉSENTATION DU GROUPE 5

1.1 Profil, stratégie et organisation du Groupe 6
1.2 Chiffres clés 15
1.3 Présentation des activités du Groupe 17
1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements 37

2 FACTEURS DE RISQUE ET CONTRÔLE 41

2.1 Processus de gestion des risques 44
2.2 Facteurs de risque 45
2.3 Procédures de contrôle interne 59

3 DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE ET INFORMATIONS RSE 63

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 64
3.2 Modèle d'affaires 66
3.3 Analyse des principaux risques RSE 68
3.4 Informations sociales 77
3.5 Informations environnementales 98
3.6 Informations sociétales 107
3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 109
3.8 Éthique et Compliance 110
3.9 Plan de vigilance 112
3.10 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière figurant dans le rapport de gestion Groupe 116
3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 118

4 GOUVERNANCE 121

4.1 Organes d'administration 122
4.2 Dialogue actionnarial 148
4.3 Direction Générale 149
4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction 150
4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 171
4.6 Code de gouvernement d'entreprise 176
4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 177

5 INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT 179

5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital 180
5.2 Actionnariat 191
5.3 Calendrier des communications financières 193

6 INFORMATIONS FINANCIÈRES 195

6.1 Examen de la situation financière 196
6.2 Comptes consolidés 217
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 340
6.4 Comptes sociaux 346
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 392

7 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 397

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 398
7.2 Contrats importants 400
7.3 Litiges et arbitrages – Concurrence et concentrations 400
7.4 Documents accessibles au public 401
7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 402
7.6 Table de conversion, unités de mesure, sigles et acronymes, et glossaire 403
7.7 Table de concordance 409

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Document d'enregistrement universel **2019**

incluant le rapport financier annuel

Le présent Document d'enregistrement universel a été déposé le 18 mars 2020 auprès de l'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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651



JEAN-PIERRE CLAMADIEU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Chers Actionnaires,

Le début d'année 2020 a été marqué par une décision importante pour la gouvernance de notre Groupe. Dans la perspective d'une nouvelle étape qui doit s'ouvrir pour l'entreprise, le Conseil d'Administration du 6 février 2020 a décidé de ne pas proposer le renouvellement du mandat d'administrateur d'Isabelle Kocher qui arrivait à son terme lors de la prochaine Assemblée Générale. Ses fonctions de Directrice Générale et d'administrateur ont pris fin le 24 février 2020.

En tant que Directrice Générale du Groupe, Isabelle Kocher a su engager la transformation du Groupe et y embarquer nos collaborateurs et nos parties prenantes. Nous poursuivons cette ambition de faire d'ENGIE un *leader* en matière de transition énergétique et climatique, avec la volonté d'accroître sa sélectivité, de simplifier ses processus et d'accélérer son développement. Pour porter cette nouvelle étape, avec l'appui du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance présidé par Françoise Malrieu, nous allons mener une recherche large d'un nouveau dirigeant dans le cadre d'un processus répondant aux meilleurs standards de gouvernance.

Afin d'assurer la transition managériale pendant cette période, le Conseil d'Administration a confié le pilotage opérationnel d'ENGIE à trois dirigeants expérimentés : Paulo Almirante, Directeur Général des Opérations, Judith Hartmann, Directrice Financière, et Claire Waysand, Secrétaire Générale nommée Directrice Générale par intérim. Pour ces quelques mois, le Conseil d'Administration m'a demandé d'accompagner Paulo, Judith et Claire, dans le respect du modèle de la gouvernance dissociée, modèle auquel je crois depuis de nombreuses années et qu'il nous a semblé préférable de ne pas modifier, même à titre transitoire. Le Conseil et moi-même sommes confiants dans leur capacité à diriger l'entreprise et à assurer le succès de cette période de transition. Je tiens à les remercier, ainsi que

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

> NOUS POURSUIVONS CETTE AMBITION DE FAIRE D'ENGIE UN LEADER EN MATIÈRE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET CLIMATIQUE.

les autres membres du Comité Exécutif et les collaborateurs du Groupe pour leur engagement constant.

Maintenir ce niveau d'engagement au sein des équipes du Groupe est d'ailleurs la première des priorités de l'équipe de direction.

L'expertise et les compétences des équipes, ainsi que leur capacité à comprendre et à répondre aux demandes de nos clients, sont clés pour l'avenir de notre Groupe.

La deuxième priorité de cette période est d'atteindre les objectifs de performance opérationnelle et financière que nous nous sommes fixés dans le cadre du plan stratégique triennal présenté en février 2019 dans un contexte rendu récemment beaucoup plus difficile par la crise sanitaire mondiale. Deux mots-clés serviront de fil rouge. D'une part, la simplification de notre organisation et de nos modes de fonctionnement, pour gagner en agilité et en efficacité. D'autre part, l'identification de priorités clairement exprimées pour assurer une meilleure allocation de nos ressources humaines et financières. Dans un monde qui se complexifie, cette recherche de clarté et de lisibilité doit être une quête constante.

Le Groupe devra clarifier et renforcer son modèle économique. Il nous faut à cet effet développer avec détermination les métiers de solutions clients pour en faire un moteur de croissance plus rentable et pérenne ainsi que notre action dans le domaine des énergies renouvelables qui connaît un très fort développement. Il faut également valoriser notre histoire et nos savoir-faire de gestionnaire d'infrastructures, en majorité gazières, et de producteur d'électricité utilisant le nucléaire et le gaz, et montrer comment ces activités s'inscrivent dans la lutte contre le changement climatique. C'est cette feuille de route que l'équipe de direction devra établir puis mettre en œuvre.

Pour ce faire, le Groupe peut s'appuyer sur les bons résultats de l'exercice 2019 tirés par le retour à la normale de nos centrales nucléaires belges et par la performance de nos activités de gestion de l'énergie. ENGIE a ainsi affiché un Chiffre d'affaires de 60,1 milliards d'euros (+4,1%), un Résultat Opérationnel Courant de 5,7 milliards d'euros (+14,4%), et un Résultat Net Récurrent, part du Groupe, de 2,7 milliards d'euros (11,1%[1])

Depuis la publication de ces résultats, l'évolution de l'épidémie de Coronavirus a pris une ampleur sans précédent et son issue demeure à ce stade encore incertaine. Le Groupe est pleinement engagé dans la gestion de cette crise qui fait l'objet d'un suivi en temps réel et de plans d'actions détaillés en permanence remis à jour. Notre absolue priorité est la santé de nos salariés, sous-traitants et clients ; nous devons également assurer la continuité de service de nos activités en particulier les plus critiques et nous nous attachons bien sûr à anticiper et limiter les impacts financiers de cette situation très exceptionnelle.

Pour l'avenir, les équipes peuvent compter sur la raison d'être du Groupe pour inspirer leurs actions. Nous vous proposons de l'inclure dans les statuts lors de l'Assemblée Générale de mai 2020. *« 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. »* Cette raison d'être a été coconstruite avec les collaborateurs du Groupe, nos clients, nos partenaires, avec vous chers Actionnaires, et plus généralement avec l'ensemble de nos parties prenantes. Ces consultations ont fait apparaître une attente forte que cette raison d'être se décline en actions concrètes qui la crédibilisent. Notre raison d'être doit se transformer très rapidement en raison d'agir !

Vous pouvez, chers Actionnaires, compter sur l'engagement du Conseil d'Administration et de moi-même pour donner au Groupe les moyens de sa réussite. 2020 sera une année productive, elle ancrera notre ambition de répondre aux enjeux énergétiques et climatiques tout comme notre positionnement d'acteur de référence d'un capitalisme responsable.

1 *Croissances en organique*

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Rapport financier annuel, rapport de gestion et rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

Le présent Document d'enregistrement universel intègre (i) 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), (ii) toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 14 mai 2020 prévu à l'article L. 225-100 du Code de commerce et (iii) 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.

Figure en Annexe du présent Document d'enregistrement universel une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent document.

Incorporation par référence

Conformément à l'article 28 du Règlement européen n° 809/2004 du 29 avril 2004, 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 2018 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 186 à 204, et 205 à 344 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2019 sous le numéro D.19-0177 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2017 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 186 à 202, et 203 à 340 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 28 mars 2018 sous le numéro D.18-0207.

Ces informations sont à lire conjointement avec l'information comparative présentée au 31 décembre 2019.

Les informations incluses dans ces Documents de Référence, 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 «Profil, stratégie et organisation du Groupe», à la Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe» et à la Section 6.1.1.1.2 «Objectifs financiers». 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».

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 liste des unités de mesure, des sigles et acronymes, ainsi qu'un glossaire des termes techniques les plus utilisés figurent à la Section 7.6 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 (engie.com), sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (amf-france.org) ainsi qu'auprès d'ENGIE, 1 place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie (France).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6

Informations financières

6.1 Examen de la situation financière 196

6.1.1 Rapport d'activité 196
6.1.2 Trésorerie et capitaux 216

6.2 Comptes consolidés 217

6.2.1 États financiers consolidés 218
6.2.2 Notes aux comptes consolidés 225

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 340

6.4 Comptes sociaux 346

6.4.1 États financiers sociaux 347
6.4.2 Notes aux comptes sociaux 351
6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 390
6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices 391

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 392

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1 Examen de la situation financière

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Résultats ENGIE 2019

Les données précédemment publiées et présentées ci-après ont été retraitées afin de tenir compte des impacts liés à l'application d'IFRS 16 – Contrats de location. Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présenté dans la Section 6 de ce Rapport d'activité et dans la Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés» des notes aux comptes consolidés.

Résultats annuels ENGIE 2019

Résultat net récurrent part du Groupe 2019 en ligne avec l'objectif

Un dividende de 0,80 € par action proposé à l'Assemblée Générale des actionnaires (+7% vs. 2018)

- Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) de 2,7 milliards d'euros, en hausse de 9%, et 11% en organique [1].
- Résultat opérationnel courant (ROC) de 5,7 milliards d'euros en hausse de 11% en brut et de 14% en organique, porté par les activités Nucléaires, Autres (notamment celles de gestion d'énergie), Thermiques et Renouvelables. Cette hausse est partiellement compensée par les activités de vente d'énergie et les Infrastructures. EBITDA de 10,4 milliards d'euros, en hausse de 7% en brut et de 8% en organique.
- Dette financière nette en augmentation de 2,7 milliards d'euros, principalement en raison des investissements de croissance, notamment l'acquisition de TAG conclue au premier semestre. Ratio dette financière nette/EBITDA de 2,5x.
- Pour l'exercice 2019, il sera proposé à l'Assemblée Générale des actionnaires d'augmenter le dividende à 0,80 euro par action, soit une hausse de 7% par rapport au dividende ordinaire de 2018.
- Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) 2020 prévu entre 2,7 et 2,9 milliards d'euros [2]. Pour 2022, ENGIE prévoit un taux de croissance annuel moyen du résultat net récurrent part du Groupe compris entre 6 et 8% (soit entre 3,2 et 3,4 milliards d'euros).

CHIFFRES CLÉS AU 31 DÉCEMBRE 2019

En milliards d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	60,1	57,0	+5,4%	+4,1%
Chiffre d'affaires ajusté [1]	64,1	60,6	+5,8%	+4,7%
EBITDA	10,4	9,7	+6,8%	+8,1%
Résultat Opérationnel Courant (ROC)	5,7	5,2	+11,1%	+14,4%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	2,7	2,5	+9,3%	+11,1%
Résultat net, part du Groupe	1,0	1,0		
Cash Flow From Operations (CFFO) [2]	7,6	7,7	(0,2)	
Endettement financier net	25,9	23,3	2,7	

(1) Au quatrième trimestre 2019, le Groupe a mis en œuvre une nouvelle prise de position IFRS relative aux produits dérivés sur matières premières et exigeant une modification de la présentation des revenus sans impact sur les autres indicateurs de performance. Pour des raisons de comparabilité avec les communications précédentes, les revenus ajustés sont également fournis sur la base de l'ancienne définition. Pour plus d'informations, veuillez vous référer à la Note 1 des états financiers consolidés 2019.

(2) Free Cash Flow avant Capex de maintenance.

En 2019, les principaux facteurs de l'évolution brute du ROC étaient les suivants :

- le **Nucléaire** a été porté par l'amélioration de la disponibilité des unités de production belges et par l'augmentation des prix captés ;
- au sein des activités **Autres**, les activités de gestion d'énergie sont en hausse, portées par la vente partielle d'un contrat d'approvisionnement de gaz, les activités de marché et les renégociations de contrats gaz ;
- les résultats des **Solutions Clients** ont bénéficié de la contribution d'acquisitions et de la performance des activités décentralisées, partiellement compensée par des investissements dans le développement commercial et par des restructurations opérationnelles ;
- les **Infrastructures** ont été impactées par plusieurs effets négatifs hors de France (principalement *one-offs* et température) ainsi que, conformément aux attentes et, pour une grande part, temporaires, plusieurs facteurs négatifs en France (principalement dans le transport de gaz avec la linéarisation des tarifs). Les Infrastructures ont aussi

(1) Variation brute hors effets change et périmètre.

(2) Ces objectifs et cette indication reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changements comptables significatifs, d'absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2019 pour la partie non couverte de la production, d'absence de changement dans le cadre juridique et réglementaire des dispositions nucléaires, de cours de change moyens suivants pour 2020 : €/$: 1,13 ; €/BRL : 4,57 et pour 2021-2022 : €/$: 1,16 ; €/BRL : 4,57 et de dilution du plan de cession 2020-2022 de 4 milliards d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

bénéficié de la première contribution annuelle de TAG, réseau de transport de gaz au Brésil, acquis mi-2019 ;

- les **Renouvelables** ont bénéficié de l'amélioration des prix de la production hydroélectrique au Brésil et de l'augmentation des mises en service de capacités renouvelables (3,0 GW installés en 2019). L'objectif d'installation de 9 GW de capacités renouvelables additionnelles sur 2019-2021 est désormais intégralement sécurisé ;
- les activités **Supply** ont continué à être affectées par un contexte de marché difficile, principalement dû à la contraction des marges pour les particuliers en France, des *one-offs* positifs en 2018 au Benelux, ainsi que d'effets température négatifs en Australie et en France ;
- le **Thermique** a été impacté par la cession de Glow, partiellement compensée par la performance des contrats long terme de vente d'électricité et des conditions de prix de marché favorables au Chili ainsi que le rétablissement du mécanisme de rémunération des capacités au Royaume-Uni.

ENGIE a poursuivi sa stratégie axée sur le leadership de la transition énergétique en 2019.

Dans les **Solutions Clients**, ENGIE et ses partenaires ont remporté des contrats commerciaux significatifs pour l'université de l'Iowa (États-Unis), les bâtiments du gouvernement fédéral à Ottawa (Canada), le «territoire intelligent» autour d'Angers (France) et des bâtiments industriels à Singapour. En outre, ENGIE a acquis Conti en Amérique du Nord, Otto Industries en Allemagne et Powerlines en Autriche. Enfin, ENGIE Impact a été créé afin de fournir aux entreprises internationales des solutions pour définir leur stratégie de développement durable et accélérer leur transition énergétique.

Dans les **Infrastructures**, ENGIE a annoncé le 13 juin 2019 que le consortium dans lequel le Groupe détient une participation majoritaire a finalisé l'acquisition d'une participation de 90% dans TAG, le plus grand propriétaire de réseau de transport de gaz au Brésil. TAG dispose d'un portefeuille de contrats à long terme assurant une contribution aux résultats attractive et améliorant la diversification de l'empreinte géographique d'ENGIE au sein de ses activités Infrastructures. ENGIE a également continué de renforcer sa position au Brésil avec l'acquisition annoncée en janvier 2020 d'un projet de ligne de transmission électrique de 1 800 km. Enfin, ENGIE bénéficie de plus de visibilité sur les perspectives financières de ses activités dans les réseaux gaziers français avec la conclusion des revues régulatoires entre fin 2019 et début 2020.

Dans les **Renouvelables**, 3,0 GW de capacités renouvelables ont été mises en service depuis le début de l'année et l'objectif de 9 GW de mises en service sur 2019-2021 est désormais intégralement sécurisé. La nouvelle *joint-venture* au Mexique avec Tokyo Gas ainsi que le partenariat stratégique signé au début de l'année 2020 avec Edelweiss Infrastructures Yield en Inde démontrent la capacité d'ENGIE à déployer le modèle DBSO [(1)] et à attirer des partenaires pour le développement de son portefeuille. En outre, ENGIE a remporté avec ses partenaires financiers l'appel d'offres pour l'achat d'un portefeuille hydroélectrique de 1,7 GW d'EDP au Portugal. Enfin, en janvier 2020, ENGIE a conclu un accord avec EDPR pour la joint-venture 50/50 dans l'éolien offshore afin de créer un acteur mondial dans ce secteur.

Pour le **Thermique**, ENGIE a continué de mettre en œuvre sa stratégie de réduction de son empreinte carbone en réduisant la part du charbon à environ 4% de ses capacités de production d'électricité au niveau mondial avec la finalisation de la cession de sa participation de 69,1% dans Glow en Thaïlande et au Laos (3,2 GW de capacité de production, dont 1,0 GW à base de charbon), lui permettant de ne plus avoir d'actifs au charbon en Asie-Pacifique, ainsi que de ses centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas d'une capacité installée de 2,3 GW.

(1) Develop, Build, Share & Operate.

Pour le **Nucléaire**, les nouvelles dispositions sur les provisions relatives aux activités nucléaires en Belgique réduisent ainsi pour toutes les parties prenantes les incertitudes liées au montant de ces provisions et leur financement.

6.1.1.1.1 Analyse des données financières au 31 décembre 2019

6.1.1.1.1.1 Chiffre d'affaires de 60,1 milliards d'euros

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 60,1 milliards d'euros, en hausse de 5,4% en brut et de 4,1% en organique.

La **croissance brute du chiffre d'affaires** intègre des effets de périmètre, comprenant diverses acquisitions dans les Solutions Clients (principalement Conti aux États-Unis, en France et CAM en Amérique Latine) et dans la vente d'énergie aux professionnels aux États-Unis, partiellement compensées par les cessions de la participation de Glow en Thaïlande en mars 2019 et des activités de vente d'énergie aux professionnels en Allemagne fin 2018. Cette croissance comprend également un effet de change légèrement positif, principalement dû à l'appréciation du dollar américain, partiellement compensée par les dépréciations du peso argentin et du real brésilien par rapport à l'euro.

La **croissance organique** du chiffre d'affaires est principalement liée aux revenus des activités de vente d'énergie en Amérique du Nord, en France et en Europe, à la croissance des Solutions Clients en Europe, aux services de gestion d'énergie et aux conditions de marché favorables pour les activités de Global Energy Management (GEM) et à une dynamique porteuse en Amérique Latine (croissance du portefeuille de contrats long terme d'achat d'électricité au Chili et mise en service de nouveaux parcs éoliens et solaires au Brésil). Cette croissance a été partiellement compensée par la baisse des revenus des activités de ventes d'énergie au Royaume-Uni et en Australie et des activités thermiques en Europe.

Le chiffre d'affaires des Solutions Clients a connu une croissance de 11% en brut et de 3% en organique, bénéficiant de l'effet positif des acquisitions et d'un contexte de marché favorable pour les activités industrielles et commerciales en Europe.

6.1.1.1.2 EBITDA de 10,4 milliards d'euros

L'**EBITDA** s'élève à 10,4 milliards d'euros, en hausse de 6,8% en brut et de 8,1% en organique.

Ces variations brute et organique sont globalement en ligne avec la croissance du résultat opérationnel courant, à l'exclusion de l'augmentation des amortissements principalement due à la mise en service d'actifs en Amérique Latine et en France, notamment dans les Réseaux, et qui n'est pas intégrée dans l'EBITDA.

En outre, *Lean 2021*, qui contribue à la croissance organique tant au niveau de l'EBITDA que du ROC, a dépassé les objectifs fixés pour 2019 et est en bonne voie pour atteindre ceux de 2021.

6.1.1.1.3 Résultat opérationnel courant de 5,7 milliards d'euros

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 5,7 milliards d'euros, en hausse de 11,1% en brut et de 14,4% en organique.

L'augmentation brute du ROC comprend un effet de change positif, principalement dû à l'appréciation du dollar américain, partiellement compensé par la dépréciation du peso argentin et du réal brésilien par rapport à l'euro. Cet effet positif est partiellement amoindri par des effets de périmètre globalement négatifs, provenant principalement de la cession de la participation de 69,1% dans la société Glow en Thaïlande et au Laos, partiellement compensée par diverses acquisitions notamment dans les Infrastructures (TAG) et les Solutions Clients.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

La performance organique du ROC a varié en fonction des activités :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Solutions clients	1 090	1 010	+7,9% (1)	-0,9%
Infrastructures	2 327	2 401	-3,1%	-5,6%
Renouvelables	1 190	1 129	+5,4%	+7,5%
Thermique	1 260	1 423	-11,5%	+7,2%
Nucléaire	(314)	(1 051)	+70,1%	+70,1%
Approvisionnement	345	539	-36,0%	-33,5%
Autres	(172)	(297)	+42,1%	+41,6%
TOTAL	**5 726**	**5 154**	**+11,1%**	**+14,4%**

(1) Hors one-offs de SUEZ en 2019, cette évolution brute aurait été d'environ +7% (env. +10 millions d'euros d'impact positif net : règlement positif du litige en Argentine, coûts de restructuration et dépréciations d'actifs).

- Le ROC des **Solutions Clients** est en décroissance organique de 1%, principalement du fait de facteurs négatifs dans certains segments et de l'augmentation des coûts de développement notamment sur les nouvelles activités en croissance. Cette décroissance est partiellement compensée par la contribution en hausse de SUEZ et par une contribution accrue des activités de production d'énergie décentralisée.
- Le ROC des **Infrastructures** est en décroissance organique de 6%, principalement due aux activités de distribution de gaz avec des *one-offs* négatifs enregistrés en 2018-2019 à l'étranger et des effets températures négatifs en France et en Europe, qui ne sont que partiellement compensés par la reprise de provision pour coûts de commissionnement et par la hausse des tarifs en France. Les activités de transport de gaz en France ont également souffert d'un effet volume négatif dû à la fusion des zones de marché gazier Nord et Sud et d'un effet prix négatif résultant du lissage tarifaire.
- Le ROC des **Renouvelables** est en croissance organique de 8%. Cette croissance s'explique principalement par la hausse des prix de la production hydroélectrique au Brésil et en France et par la mise en service de 3,0 GW de capacités depuis le 1er janvier 2019, notamment au Brésil (0,5 GW), aux États-Unis (0,5 GW), en Espagne (0,4 GW), au Mexique (0,3 GW), en Inde (0,3 GW), en France (0,3 GW) et en Égypte (0,3 GW). Ces effets positifs ont été partiellement compensés par des marges DBSO inférieures par rapport au niveau élevé des transactions réalisées en 2018 et par une production hydroélectrique plus faible en France.
- Le ROC du Thermique est en croissance organique de 7%, principalement grâce à la croissance du portefeuille de contrats long terme d'achat d'électricité et les conditions de prix de marché favorables au Chili. En outre, le rétablissement du mécanisme de rémunération des capacités au Royaume-Uni et l'impact favorable des spreads de gaz en Europe ont eu un effet positif. Ces effets positifs ont été partiellement compensés par l'expiration d'un contrat long terme d'achat d'électricité en Turquie en avril 2019. Enfin, le montant des indemnités compensatoires perçues est resté stable en 2019 par rapport à 2018.
- Le ROC du **Nucléaire** est en croissance organique de 70%, bénéficiant de taux de disponibilité des unités de production plus élevés en Belgique (+2 720 points de base et +62% de volumes produits) et de meilleurs prix captés (+2 €/MWh).
- Le ROC du **Supply** affiche une baisse organique de 34%, principalement en raison de la pression sur les marges de vente de gaz et d'électricité aux particuliers en France, de l'annulation du produit à recevoir pour coûts de commissionnement (lié à la couverture du coût de desserte des clients traités par les fournisseurs d'énergie pendant l'ouverture du marché français, de 2007 à 2016, entièrement compensé par une reprise de provision symétrique dans la distribution de gaz en France), de *one-offs* positifs comptabilisés en 2018 au Benelux et d'effets température négatifs en Australie et en France. Ces effets ont été partiellement compensés par une augmentation des marges de vente d'énergie aux professionnels en France.
- Le ROC des activités **Autres** a enregistré une croissance organique de 42%, reflétant principalement la performance de GEM provenant de la vente partielle d'un contrat de gaz à Shell, de l'effet positif des renégociations de contrats de gaz, ainsi que des conditions de marché globalement favorables et la baisse des coûts du *Corporate*.

La performance organique du résultat opérationnel courant a varié selon les segments :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
France	2 861	3 057	-6,4%	-7,0%
Dont France hors Infrastructures	*903*	*1 039*	*-13,1%*	*-15,2%*
Dont Infrastructures France	*1 957*	*2 018*	*-3,0%*	*-2,8%*
Reste de l'Europe	684	46		
Amérique Latine	1 694	1 359	+24,6%	+20,2%
États-Unis & Canada	159	153	+3,9%	-5,5%
Moyen-Orient, Asie & Afrique	559	896	-37,6%	-9,1%
Autres	(231)	(357)		
TOTAL	**5 726**	**5 154**	**+11,1%**	**+14,4%**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Sur la base des segments reportables, l'augmentation organique du ROC s'explique par les bons résultats du **Reste de l'Europe** (principalement portés par la performance des activités Nucléaires bénéficiant d'une hausse des taux de disponibilité des unités de production et des prix captés, du rétablissement du mécanisme de rémunération des capacités au Royaume-Uni et de l'effet positif des *spreads* de gaz en Europe, partiellement compensés par des *one-offs* positifs en 2018, y compris des indemnités compensatoires perçues, les difficultés des activités de vente d'énergie au Benelux et au Royaume-Uni et de quelques contrats déficitaires dans les Solutions Clients), par le segment **Autres** (majoritairement grâce à la performance des activités de marché de GEM et la contribution de SUEZ en hausse significative) et par **l'Amérique Latine** (notamment liés à l'impact favorable des indemnités compensatoires perçues dans les activités Thermiques en 2019, à la hausse des prix de la production hydroélectrique et aux mises en service de nouveaux parcs éoliens et solaires au Brésil et au Mexique ainsi qu'à la croissance du portefeuille de contrats long terme d'achat d'électricité au Chili).

Ces impacts positifs ont été partiellement compensés par la décroissance organique du ROC au **Moyen-Orient, Asie & Afrique** (principalement due à des effets défavorables dans la vente d'énergie en Australie et en Afrique, des Infrastructures en Turquie, partiellement compensés par la contribution positive des activités Thermiques et Renouvelables), en **France** (pour les activités France hors Infrastructures, principalement en raison de la baisse des marges DBSO par rapport au niveau élevé de 2018, de la pression sur les marges dans les activités de vente d'énergie et de la baisse de la production hydroélectrique, partiellement compensées par la hausse des prix pour la production hydroélectrique, l'augmentation des contributions de l'éolien et du solaire et l'amélioration de la rentabilité des activités Solutions clients ; pour les activités France Infrastructures, principalement en raison de la contribution plus faible des activités de transport et de distribution) et aux **États-Unis & Canada** (principalement sous l'impulsion des Solutions Clients, notamment en raison des *one-offs* négatifs enregistrés en 2019, de la contribution plus faible des activités thermiques en raison de la baisse des prix des capacités, partiellement compensés par des marges DBSO plus importantes et les contributions des actifs mis en service dans les activités Renouvelables).

6.1.1.1.1.4 Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies de 2,7 milliards d'euros et Résultat net part du Groupe de 1,0 milliard d'euros

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 2,7 milliards d'euros, contre 2,5 milliards d'euros en 2018. Cette augmentation est principalement due à l'amélioration continue du résultat opérationnel courant, partiellement compensée par une hausse des impôts, principalement en raison de l'effet positif de la comptabilisation d'impôts différés actifs en 2018 ainsi que des frais financiers récurrents légèrement plus élevés, reflétant l'évolution du mix des activités (dette plus importante au Brésil).

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 1,0 milliard d'euros en 2019, stable d'une année sur l'autre, en raison de l'augmentation du résultat net récurrent et des plus-values de cession, résultant principalement de la cession de Glow, qui ont compensé l'impact de la revue triennale des provisions nucléaires en Belgique et des variations *mark-to-market* en légère baisse.

6.1.1.1.1.5 Dette nette financière de 25,9 milliards d'euros

À fin décembre 2019, la **dette financière nette** s'établit à 25,9 milliards d'euros, en hausse de 2,7 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2018. Cette variation s'explique par (i) les dépenses d'investissement sur la période (10,0 milliards d'euros [1], y compris le 1,5 milliard d'euros au titre de l'acquisition de TAG au Brésil), (ii) les dividendes versés aux actionnaires d'ENGIE SA (1,8 milliard d'euros) et aux intérêts minoritaires (0,7 milliard d'euros) et (iii) d'autres éléments (0,6 milliard d'euros) principalement liés aux taux de change, aux nouveaux droits d'utilisation des biens pris en location et aux variations *mark-to-market*. Ces éléments ont été partiellement compensés par (i) par la génération de cash-flow des opérations (7,6 milliards d'euros) et (ii) les effets du programme de rotation du portefeuille (2,8 milliards d'euros, principalement liés à la finalisation de la cession de la participation dans Glow).

Le ***cash flow from operations*** [2] s'établit à 7,6 milliards d'euros, en recul de 0,2 milliard d'euros. Cette baisse est principalement due aux variations du besoin en fonds de roulement (impact négatif de 1,3 milliard d'euros) essentiellement liées aux appels de marge sur produits dérivés et à la variation *mark-to-market* des produits financiers dérivés, partiellement compensées par l'augmentation des flux de trésorerie opérationnels (0,9 milliard d'euros) et de moindres décaissements d'impôts (0,2 milliard d'euros).

À fin décembre 2019, le **ratio dette financière nette/EBITDA** s'élève à 2,5x. Hors effets de l'acquisition de TAG qui n'était pas incluse dans les objectifs financiers pour 2019 et dont la contribution au niveau de l'EBITDA n'est que partielle, ce ratio s'élève à 2,4x, stable par rapport à fin décembre 2018 [3] et en ligne avec l'objectif d'un ratio inférieur ou égal à 2,5x. Le coût moyen de la dette brute est de 2,70%, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2018, notamment en raison de nouveaux emprunts au Brésil.

À fin décembre 2019, le ratio dette nette économique [3] /EBITDA s'élève à 4,0x. Hors effets de l'acquisition de TAG, ce ratio s'élève à 3,8x, en légère augmentation par rapport à fin décembre 2018.

6.1.1.1.2 Objectifs financiers

Les objectifs pour les exercices comptables clos aux 31 décembre 2020 et 2022 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.

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 décrit 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

(1) Net des cessions partielles dans le cadre du schéma DBSO.

(2) Cash flow from operations = Free cash flow avant Capex de maintenance.

(3) La dette nette économique s'établit à 41,1 milliards d'euros à fin décembre 2019 (vs. 35,7 milliards d'euros à fin décembre 2018) ; elle intègre notamment les provisions nucléaires et les avantages postérieurs à l'emploi.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (y compris IFRS 16 et IFRIC 23, que le Groupe applique à compter du 1er janvier 2019) décrites dans les états financiers consolidés.

Hypothèses

- **stratégie** : confirmation et renforcement de l'ambition du groupe ENGIE de compter parmi les leaders de la transition énergétique et climatique ;
- **acquisitions et cessions** : pas de changement significatif du périmètre de consolidation du Groupe à l'exception des acquisitions ou cessions déjà annoncées ou d'impacts explicitement indiqués dans les objectifs ci-dessous ;
- **taux de change** :
  - 2020 : taux annuels moyens €/USD et €/BRL de 1,13 et 4,57 respectivement,
  - 2021 et 2022 : taux annuels moyens €/USD et €/BRL de 1,16 et 4,57 respectivement ;
- **disponibilité des actifs nucléaires en Belgique** : 74%, 93% et 94% pour 2020, 2021 et 2022 respectivement (taux calculés par rapport à la base installée, tenant compte d'une fermeture de Doel 3 en octobre 2022) ;
- **tarifs régulés dans les Infrastructures France** :
  - distribution, transport et stockage : tarifs publiés par la CRE en janvier 2020,
  - regazéification : estimation des tarifs actualisés à compter de 2021, la révision des tarifs de la CRE devant avoir lieu en 2020 ;
- **tarifs régulés pour le gaz naturel et l'électricité en France** : répercussion complète des coûts d'approvisionnement ;
- **prix des matières premières** : prix basés sur les conditions de marché au 31 décembre 2019 (notamment pour la production *outright* d'électricité en Europe avec des taux *forward* à 44, 47, 48 €/MWh en 2020, 2021 et 2022 respectivement) pour la partie non couverte de la production (20%, 46% et 77% en 2020, 2021 et 2022 respectivement) ;
- **climat** : conditions climatiques normalisées en France (distribution de gaz naturel et approvisionnement d'énergie + production hydroélectrique normalisée), amélioration de l'hydrologie au Brésil en 2022 ;
- **taux effectif d'impôt récurrent** : 31% en 2020, réduisant d'environ 300 bps jusqu'en 2022 ;
- **taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi** : basé sur les conditions du marché au 31 décembre 2019, tel que décrit dans la Note 20 des états financiers consolidés ;
- pas de changement comptable significatif par rapport à 2019 ;
- pas de changements réglementaires et macro-économiques majeurs par rapport à 2019.

Objectifs financiers 2020 et 2022

ENGIE prévoit pour 2020 un **résultat net récurrent part du Groupe compris entre 2,7 et 2,9 milliards d'euros**. Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 10,5 à 10,9 milliards d'euros et de ROC de 5,8 à 6,2 milliards d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2019	ROC 2019-2020 (1)	*Key drivers*
Solutions clients	1 090	+	Croissance organique du chiffre d'affaires et des marges, et nouvelles acquisitions.
Infrastructures	2 327	-	Augmentation de la contribution de TAG, compensée par la baisse des taux de rémunération.
Renouvelables	1 190	+ +	Volume et prix de l'hydroélectricité en France et décision au Brésil sur la compensation des pertes passées dues à la faiblesse du *dispatch* de l'hydroélectricité. Augmentation de l'éolien et du solaire en raison des marges de DBSO et de la mise en service des actifs.
Thermique	1 260	- -	Effet des cessions et *spreads* en baisse.
Nucléaire	(314)	+	Prix captés en hausse et diminution de la disponibilité.
Approvisionnement	345	+ +	Effets positifs des *one-offs* négatifs de 2019 et d'un climat moyen en 2020.

(1) Un seul signe + ou - représente une croissance ou une diminution à 1 chiffre ; un double + + ou - - représente une croissance ou une diminution à 2 chiffres.

Pour 2020 et sur le long terme, ENGIE prévoit un ratio dette nette économique/EBITDA inférieur ou égal à 4,0x et continue de viser une notation crédit «*strong investment grade*».

Pour 2022, ENGIE prévoit un taux de croissance annuel moyen du **résultat net récurrent part du Groupe compris entre 6 et 8%** (soit entre 3,2 et 3,4 milliards d'euros). Cet objectif repose sur des fourchettes indicatives de taux de croissance annuel moyen de 2-4% pour l'EBITDA et de 4-6% pour le ROC.

Pour la période 2020-2022, ENGIE prévoit d'investir 10 milliards d'euros (1) dans la croissance, 8 milliards d'euros dans la maintenance et 4 milliards d'euros dans les investissements financiers de Synatom pour le financement de l'intégralité du montant des provisions pour l'aval du cycle d'ici 2025. Les cessions devraient s'élever à 4 milliards d'euros, principalement pour poursuivre la réduction des émissions de CO_2 et pour simplifier l'empreinte géographique et la structure.

(1) Net des cessions partielles dans le cadre du schéma DBSO.

6.1.1.1.3 Politique de dividende

Au titre des **résultats 2019**, ENGIE confirme le paiement **d'un dividende ordinaire de 0,80 euro par action, en numéraire**, correspondant à un ratio de distribution sur la base du RNRpg de 72%.

Le dividende annuel est versé en une seule fois, à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire (AGO) approuvant les comptes annuels.

Pour l'avenir, ENGIE confirme **sa politique de dividende à moyen terme, dans une fourchette de 65% à 75% de ratio de distribution sur la base du RNRpg**.

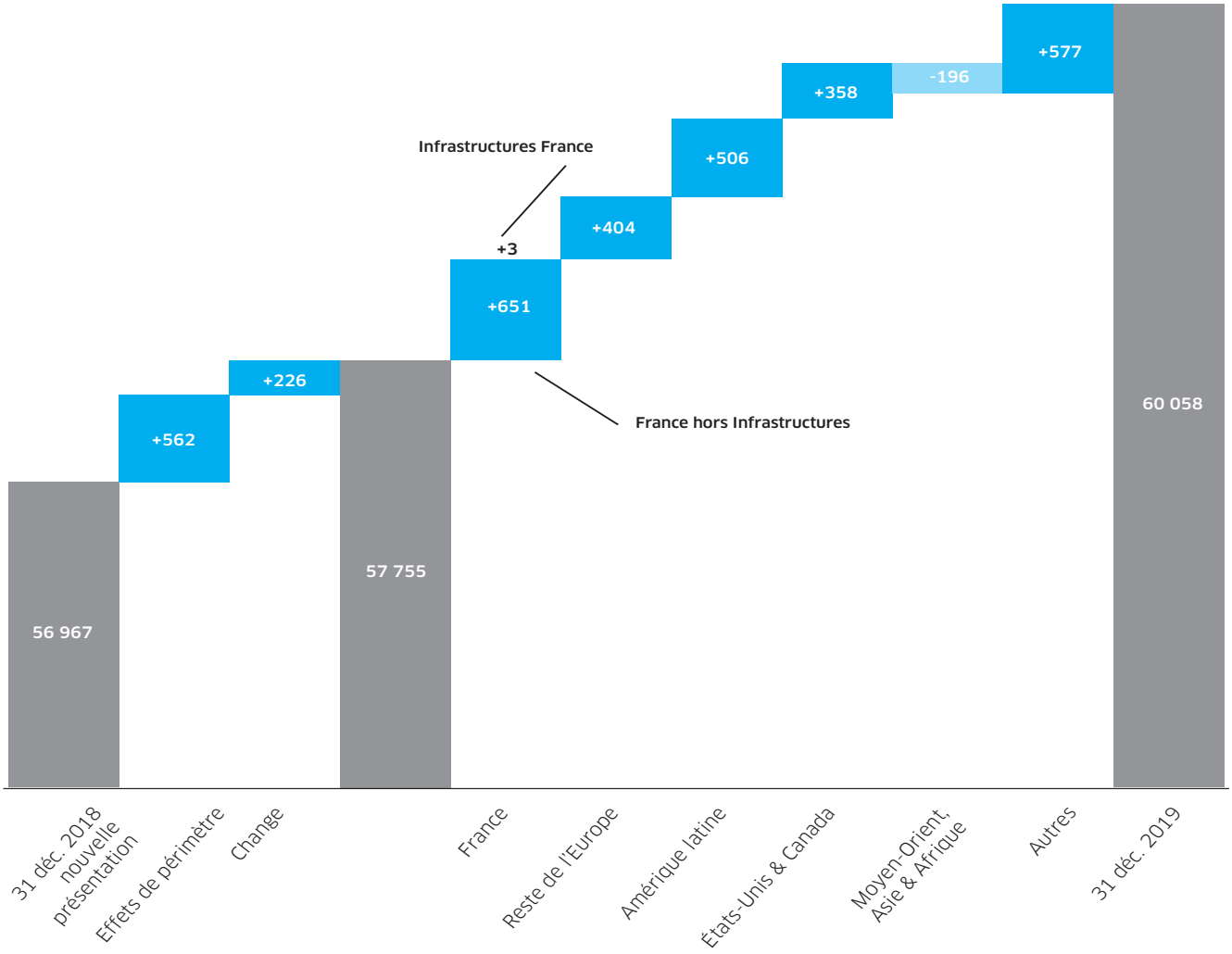
Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.1.2 Évolution des activités du Groupe

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**60 058**	**56 967**	**+5,4%**	**+4,1%**
EBITDA	**10 366**	**9 702**	**+6,8%**	**+8,1%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 640)	(4 548)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 726**	**5 154**	**+11,1%**	**+14,4%**

ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros

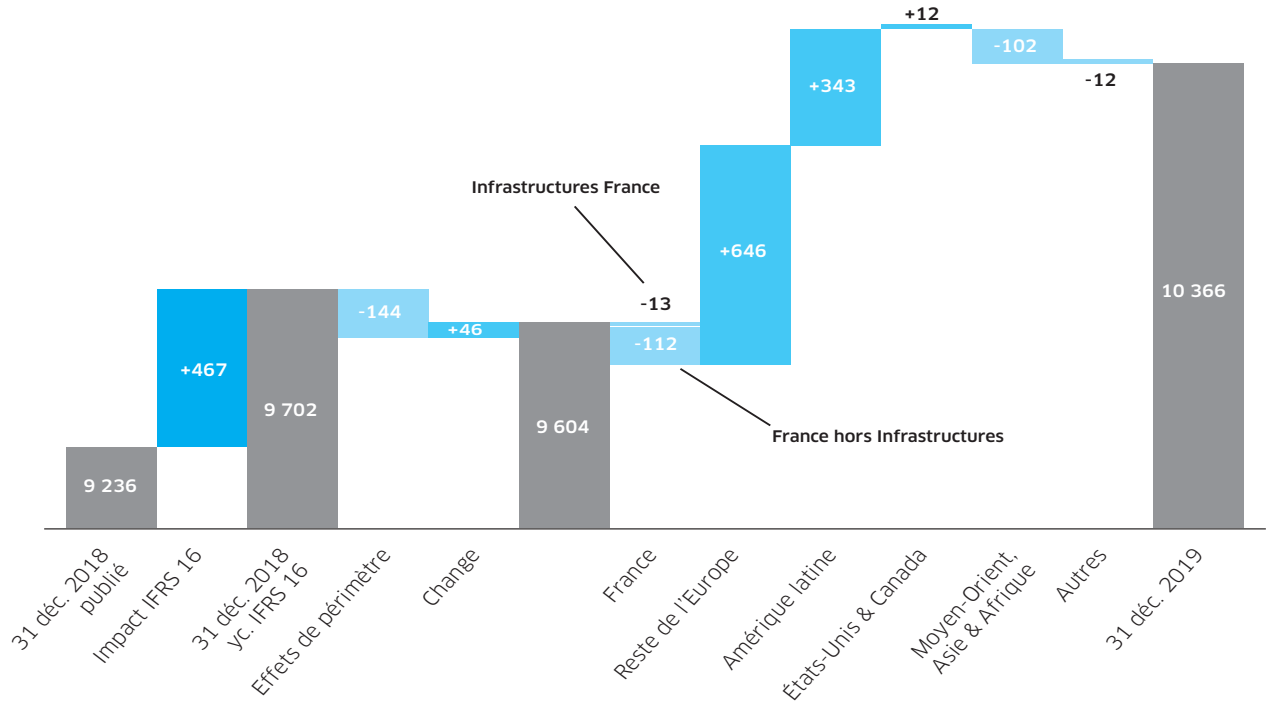


6

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Matrice par géographies/*Business Lines*

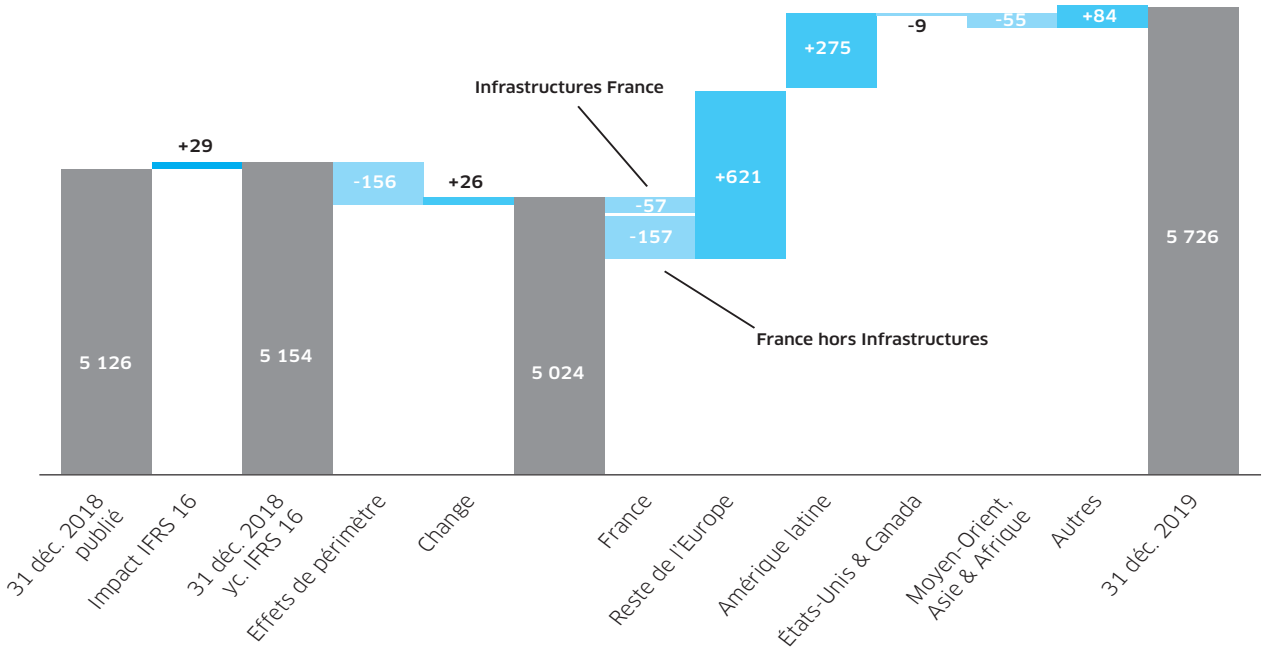
En millions d'euros	Solutions clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2019
France	959	3 537	421	-	-	294	-	5 211
Reste de l'Europe	577	137	145	442	192	256	-	1 750
Amérique latine	35	339	1 035	750	-	62	-	2 221
États-Unis & Canada	64	1	70	32	-	63	61	291
Moyen-Orient, Asie & Afrique	44	17	97	563	-	6	-	727
Autres	156	(8)	(43)	(23)	-	(42)	125	166
TOTAL EBITDA	**1 835**	**4 024**	**1 725**	**1 765**	**192**	**639**	**186**	**10 366**

En millions d'euros	Solutions clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2018 y compris IFRS 16
France	920	3 554	503	-	-	352	-	5 329
Reste de l'Europe	552	151	125	515	(555)	294	-	1 081
Amérique latine	11	280	901	554	-	43	-	1 789
États-Unis & Canada	70	1	5	64	-	37	74	252
Moyen-Orient, Asie & Afrique	40	57	82	898	-	57	-	1 133
Autres	137	(7)	(27)	9	-	-	6	119
TOTAL EBITDA	**1 730**	**4 035**	**1 589**	**2 040**	**(555)**	**783**	**81**	**9 702**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros



Matrice par géographies/*Business Lines*

En millions d'euros	Solutions clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2019
France	574	1 957	181	-	-	149	-	2 861
Reste de l'Europe	345	82	88	293	(314)	190	-	684
Amérique latine	-	280	849	504	-	61	-	1 694
États-Unis & Canada	13	1	45	26	-	25	49	159
Moyen-Orient, Asie & Afrique	25	15	72	460	-	(13)	-	559
Autres	132	(8)	(45)	(23)	-	(65)	(222)	(231)
TOTAL ROC	**1 090**	**2 327**	**1 190**	**1 260**	**(314)**	**345**	**(172)**	**5 726**

En millions d'euros	Solutions clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2018 y compris IFRS 16
France	552	2 018	259	-	-	227	-	3 057
Reste de l'Europe	341	108	70	342	(1 051)	235	-	46
Amérique latine	(1)	227	749	342	-	42	-	1 359
États-Unis & Canada	24	1	(5)	59	-	13	60	153
Moyen-Orient, Asie & Afrique	32	54	63	708	-	40	-	896
Autres	44	(7)	(28)	9	-	(19)	(356)	(357)
TOTAL ROC	**993**	**2 402**	**1 109**	**1 460**	**(1 051)**	**538**	**(296)**	**5 154**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.1.2.1 France

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**21 423**	**20 448**	**+4,8%**	**+3,2%**
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	**22 736**	**21 760**	**+4,5%**	
EBITDA	**5 211**	**5 329**	**-2,2%**	**-2,4%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(2 351)	(2 272)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**2 861**	**3 057**	**-6,4%**	**-7,0%**

6.1.1.2.1.1 France hors Infrastructures

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**15 854**	**14 998**	**+5,7%**	**+4,4%**
EBITDA	**1 672**	**1 775**	**-5,8%**	**-6,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(769)	(736)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**903**	**1 039**	**-13,1%**	**-15,2%**

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %
Ventes de gaz	83,2	88,3	-5,8%
Ventes d'électricité	38,8	39,0	-0,5%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique	(3,6)	(2,9)	(0,7)
(signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)			

Le **chiffre d'affaires** du secteur France hors Infrastructures s'établit à 15 854 millions d'euros, en hausse brute de 5,7% et de 4,4% en organique. Cette croissance organique s'explique par la hausse du chiffre d'affaires dans le segment de l'électricité BtoC et les activités de services BtoB. Les acquisitions dans les services BtoB contribuent aussi sensiblement à la croissance brute (notamment Powerlines, Pierre Guérin, Endel SRA et Sodelem).

Par rapport à l'an dernier, les volumes de ventes de gaz dans le segment BtoC diminuent de 5,1 TWh – dont 0,7 TWh sont imputables à un effet température négatif – principalement du fait de la fin des tarifs réglementés du gaz. Le portefeuille d'électricité BtoC enregistre une progression significative de 1,6 TWh, tandis que les volumes issus de la production électrique et de France Réseaux chutent de 1,8 TWh.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 903 millions d'euros, en recul brut de 13,1% et de 15,2% en organique. Ce repli est principalement dû à la baisse des marges DBSO (*Develop, Build, Share & Operate*) en 2019 et au segment BtoC, qui reflète principalement une hausse des charges d'exploitation (Opex) afin de soutenir le développement des offres de marché gaz et électricité. Les résultats de 2019 pâtissent également de l'impact d'une plus faible production d'origine hydraulique. Ces sous-performances sont partiellement contrebalancées par la hausse des prix de l'hydroélectricité, l'augmentation de la production dans l'éolien et le solaire, et une bonne performance organique des activités BtoB du fait de nouveaux contrats et d'une amélioration de la rentabilité.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.1.2.1.2 Infrastructures France

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**5 569**	**5 450**	**+2,2%**	**+0,1%**
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	**6 548**	**6 575**	**-0,4%**	
EBITDA	**3 539**	**3 554**	**-0,4%**	**-0,4%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 582)	(1 536)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**1 957**	**2 018**	**-3,0%**	**-2,8%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Infrastructures France s'établit à 5 569 millions d'euros, en hausse de 119 millions d'euros par rapport à 2018. Cette croissance est due à l'activité de *terminalling*, dont l'évolution reflète l'externalisation des activités GNL et la hausse des tarifs dans les activités de distribution, ainsi qu'à l'activité de transmission, bien que, dans ce dernier cas, la hausse soit limitée par le lissage des tarifs et une baisse de la capacité souscrite. Ces effets favorables sont partiellement contrebalancés par l'activité de stockage, avec une réduction des opérations d'achat/vente en France suite à l'entrée en vigueur d'une nouvelle réglementation en 2018, dont les incidences sont compensées par les activités internationales.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 1 957 millions d'euros pour la période, en diminution organique de 2,8%. Cette baisse est imputable, dans l'activité de transmission, à un effet prix négatif en France – principalement lissage des tarifs – et en Allemagne. Dans une moindre mesure, l'activité de stockage est affectée par des pénalités clients en France, en raison d'une détérioration temporaire de la performance opérationnelle, et par des effets prix négatifs en Allemagne ; l'activité de *terminalling*, elle, l'est par la révision des tarifs. La croissance dans l'activité de distribution contrebalance partiellement ces effets, la douceur du climat et autres évolutions liées aux charges d'exploitation étant plus que compensées par la hausse des tarifs.

6.1.1.2.2 Reste de l'Europe

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**17 270**	**16 946**	**+1,9%**	**+2,4%**
EBITDA	**1 750**	**1 081**	**+61,9%**	**+59,4%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 066)	(1 036)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**684**	**46**		

Le **chiffre d'affaires** dans le reste de l'Europe s'élève à 17 270 millions d'euros, en hausse organique de 2,4%, principalement du fait des activités Approvisionnement et Solutions Clients, tandis que le chiffre d'affaires des activités Thermique, lui, accuse un recul.

Les activités Approvisionnement profitent d'effets prix positifs en Belgique, aux Pays-Bas et en Roumanie, partiellement neutralisés par les activités Approvisionnement au Royaume-Uni et en Allemagne, en raison de la cession du portefeuille de commercialisation aux clients professionnels outre-Rhin en 2018.

La hausse observée dans les Solutions Clients émane principalement du segment de l'efficacité énergétique et des installations en Belgique, de l'Europe centrale qui bénéficie d'effets de périmètre positifs en Allemagne, notamment à la suite de l'acquisition d'OTTO (janvier 2019) et de la croissance organique en Espagne, essentiellement dans les activités d'installation.

Le **résultat opérationnel courant** ressort à 684 millions d'euros, en croissance brute de 639 millions d'euros. Cette croissance est principalement portée par les activités Nucléaire et par une légère hausse des Renouvelables. Les Solutions Clients demeurent stables par rapport à l'an dernier, tandis que l'Approvisionnement, les Infrastructures et le Thermique accusent un repli.

Alors que 2018 avait été marquée par un grand nombre d'interruptions non planifiées, les activités Nucléaire bénéficient de taux de disponibilité plus élevés en Belgique, ainsi que de meilleurs prix captés. Les activités Renouvelables profitent des bonnes performances de l'éolien terrestre au Benelux.

Les Solutions Clients enregistrent une baisse de la contribution des activités non adossées à des actifs, en raison d'un recul significatif constaté notamment au Royaume-Uni et au Benelux du fait de renégociations de contrats et de contrats historiques déficitaires. Elles affichent toutefois de meilleurs résultats dans les activités adossées à des actifs, principalement dans la BU Génération Europe grâce aux unités de cogénération, ainsi que dans la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est en Italie et en Allemagne.

Le repli enregistré dans les activités Thermique s'explique principalement par des effets ponctuels positifs plus élevés en 2018, la baisse des *spreads* de charbon étant partiellement compensée par l'amélioration des *spreads* de gaz et le rétablissement du marché de capacités au Royaume-Uni. Les activités de commercialisation sont en baisse au Benelux et au Royaume-Uni et les activités Infrastructures sont en baisse en Allemagne.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.1.2.3 Amérique latine

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**5 341**	**4 639**	**+15,1%**	**+10,9%**
EBITDA	**2 221**	**1 789**	**+24,2%**	**+19,1%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(527)	(430)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**1 694**	**1 359**	**+24,6%**	**+20,2%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique latine s'établit à 5 341 millions d'euros, en hausse brute de 15,1% et en progression organique de 10,9%. La croissance brute englobe l'effet positif de l'acquisition d'une entité dans les Solutions Clients à la fin de l'année dernière (CAM), partiellement contrebalancé par un effet de change net négatif, la dépréciation du réal brésilien (-2,4%) et du peso argentin (-36,0%) étant en partie atténuée par l'appréciation du dollar américain (+5,5%), du peso mexicain (+5,3%) et du sol péruvien (+3,9%). Au Chili, l'activité est positivement impactée par la montée en puissance de nouveaux contrats de vente d'électricité avec des sociétés de distribution. Au Brésil, la croissance organique est principalement due à la mise en service de nouveaux parcs éoliens et solaires et d'une nouvelle centrale thermique, ainsi qu'à l'effet de l'inflation sur les contrats de vente d'électricité.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 1 694 millions d'euros, en hausse brute de 24,6% et de 20,2% en organique. La croissance brute bénéficie de l'impact positif lié à l'acquisition d'une entité de transport de gaz (TAG) au Brésil en juin 2019. La croissance organique, elle, est due à l'impact favorable des dommages et intérêts perçus au Chili et au Brésil en 2019, et aux effets organiques positifs précédemment mentionnés pour le chiffre d'affaires. Ces impacts sont partiellement compensés par un effet ponctuel positif enregistré en 2018 au Mexique.

6.1.1.2.4 États-Unis & Canada

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**4 545**	**3 355**	**+35,5%**	**+10,1%**
EBITDA	**291**	**252**	**+15,6%**	**+4,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(132)	(99)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**159**	**153**	**+3,9%**	**-5,5%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur États-Unis & Canada atteint 4 545 millions d'euros, en hausse brute de 35,5%. Outre des effets de change positifs, il bénéficie d'effets entrants liés aux acquisitions récentes dans les Solutions Clients et la Commercialisation BtoB (Plymouth Rock) aux États-Unis. Cette progression de 10,1% en organique s'explique principalement par les effets prix positifs dans les ventes d'électricité aux clients professionnels aux États-Unis, sans impact sur le résultat opérationnel courant.

Le **résultat opérationnel courant** ressort à 159 millions d'euros, en recul organique de 5,5% par rapport à 2018. Cette évolution est le fait d'une baisse de performance opérationnelle dans les Solutions Clients en raison de contrats déficitaires, des coûts de lancement d'ENGIE Impact, et de la baisse des prix de capacités dans les activités Thermique. Ces effets sont partiellement compensés par la montée en puissance des activités Renouvelables aux États-Unis, qui comprend la cession partielle DBSO d'un projet éolien (Live Oak) et la contribution de deux projets éoliens mis en service en 2019.

6.1.1.2.5 Moyen-Orient, Asie & Afrique

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**2 914**	**4 014**	**-27,4%**	**-6,7%**
EBITDA	**727**	**1 133**	**-35,9%**	**-12,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(168)	(237)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**559**	**896**	**-37,6%**	**-9,1%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Moyen-Orient, Asie & Afrique atteint 2 914 millions d'euros, ce qui représente une diminution brute de 27,4% et un recul organique de 6,7%. Ce repli brut s'explique principalement par la cession de Glow (Thaïlande) en mars 2019, par une performance plus faible dans les activités d'Approvisionnement (notamment Simply Energy en Australie), ainsi que par une baisse du chiffre d'affaires des Solutions Clients en Afrique et en Australie. Cette diminution est partiellement compensée par des acquisitions au Moyen-Orient (Cofely Besix) et en Asie (RCS Engineering), ainsi que par des effets de change positifs.

Les ventes d'électricité, en baisse de 27 TWh, s'élèvent à 16,8 TWh, avec des volumes réduits principalement en raison de la cession de Glow et de Loy Yang B.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 559 millions d'euros, en recul brut de 37,6% et de 9,1% en organique. Cette baisse brute s'explique par l'impact négatif de la cession de Glow et de Loy Yang B, en partie compensé par des effets de change positifs. Le repli organique reflète notamment les difficultés (i) des activités d'Approvisionnement en Australie et en Afrique, (ii) des Infrastructures, liées à une reprise de provision positive en 2018 en Turquie, et dans une moindre mesure, (iii) des Services. Ce résultat est partiellement compensé par la contribution positive de la production thermique et par l'impact positif des activités Renouvelables, y compris les dommages et intérêts perçus pour le parc éolien de Willogoleche en Australie.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.1.2.6 Autres

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**8 565**	**7 565**	**+13,2%**	**+7,5%**
EBITDA	**166**	**119**	**+39,7%**	**-9,9%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(397)	(476)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**(231)**	**(357)**	**+35,4%**	**+23,5%**

Le secteur reportable Autres englobe (i) GEM, (ii) Tractebel, (iii) GTT, (iv) Hydrogène, ainsi que (v) les activités holdings et corporate du Groupe, qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, Entreprises & Collectivités (E&C) et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Le **chiffre d'affaires** de ce secteur s'élève à 8 565 millions d'euros, en hausse brute de 13,2% (soit 1 000 millions d'euros) par rapport à 2018, principalement grâce aux activités de GEM sous l'effet d'un contexte de marché favorable et d'E&C principalement en raison d'une augmentation des volumes d'électricité et des prix moyens (soit une hausse brute de 910 millions d'euros pour GEM et E&C).

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à -231 millions d'euros, soit une hausse de 126 millions d'euros par rapport à 2018. Cette progression est principalement due à GEM, à sa surperformance sur les activités de marché, au transfert partiel d'un contrat d'approvisionnement en gaz, aux renégociations des contrats de gaz, ainsi qu'à l'acquisition de Certinergy en février 2019, partiellement contrebalancée par le recul de performance du stockage sur des marchés baissiers. Le résultat opérationnel courant bénéficie également d'effets ponctuels positifs chez SUEZ et dans Link 2018. Ces impacts favorables sont partiellement neutralisés par un déclin des marges de Tractebel Engineering.

6.1.1.3 Autres éléments du compte de résultat

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 726**	**5 154**	**+11,1%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(426)	(223)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**5 300**	**4 932**	**+7,5%**
Pertes de valeur	(1 770)	(1 798)	
Restructurations	(218)	(162)	
Effets de périmètre	1 604	(150)	
Autres éléments non récurrents	(1 240)	(147)	
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**3 676**	**2 674**	**+37,5%**
Résultat financier	(1 387)	(1 414)	
Impôts sur les bénéfices	(640)	(702)	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**1 649**	**558**	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**-**	**1 067**	
RÉSULTAT NET	**1 649**	**1 624**	**+1,5%**
Résultat net part du Groupe	**984**	**1 029**	
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	*984*	*(14)*	
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	-	*1 043*	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**664**	**595**	
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*664*	*572*	
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	*24*	

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 3 676 millions d'euros, en hausse par rapport au 31 décembre 2018 principalement en raison (i) des gains enregistrés sur des cessions d'actifs (essentiellement liés à la cession de la participation d'ENGIE dans Glow), (ii) d'une amélioration du résultat opérationnel courant, (iii) partiellement compensés par la comptabilisation de coûts additionnels liés à la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique.

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 1 770 millions d'euros (contre 1 798 millions d'euros au 31 décembre 2018) portant essentiellement sur les actifs nucléaires en Belgique (dont 638 millions d'euros comptabilisés au titre de la révision triennale des provisions nucléaires sur les actifs de démantèlement des unités non prolongeables, en contrepartie de la provision) et sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine et au Moyen-Orient. (*cf. Note 9.1*) ;

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- des charges de restructuration de 218 millions d'euros (contre 162 millions d'euros au 31 décembre 2018) (*cf. Note 9.2*) ;
- des «Effets de périmètre» qui s'élèvent à +1 604 millions d'euros comprenant le résultat relatif à la cession de la participation d'ENGIE dans Glow ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -1 240 millions d'euros comprenant principalement la charge nette de -1 166 millions d'euros liée à l'augmentation de la provision pour gestion de l'aval de cycle du combustible nucléaire dans le cadre de la révision des provisions nucléaires en Belgique.

Le **résultat financier** s'élève à -1 387 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre -1 414 millions d'euros au 31 décembre 2018 (*cf. Note 10*).

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2019 s'établit à -640 millions d'euros (contre -702 millions d'euros au 31 décembre 2018). Elle comprend un produit d'impôt de 471 millions d'euros relatifs à des éléments non récurrents fiscalisés (contre 147 millions d'euros au 31 décembre 2018), principalement des pertes MtM comptabilisées par ENGIE SA. Le taux effectif d'impôt est en forte baisse (35,8% versus 78,1%) principalement en raison de l'absence d'imposition réalisée sur les résultats de cession (Glow). Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant s'établit à 28,2% en 2019 contre 23,7% en 2018, en hausse en raison principalement de l'impact d'effets *one-off* plus positifs en 2018 qu'en 2019.

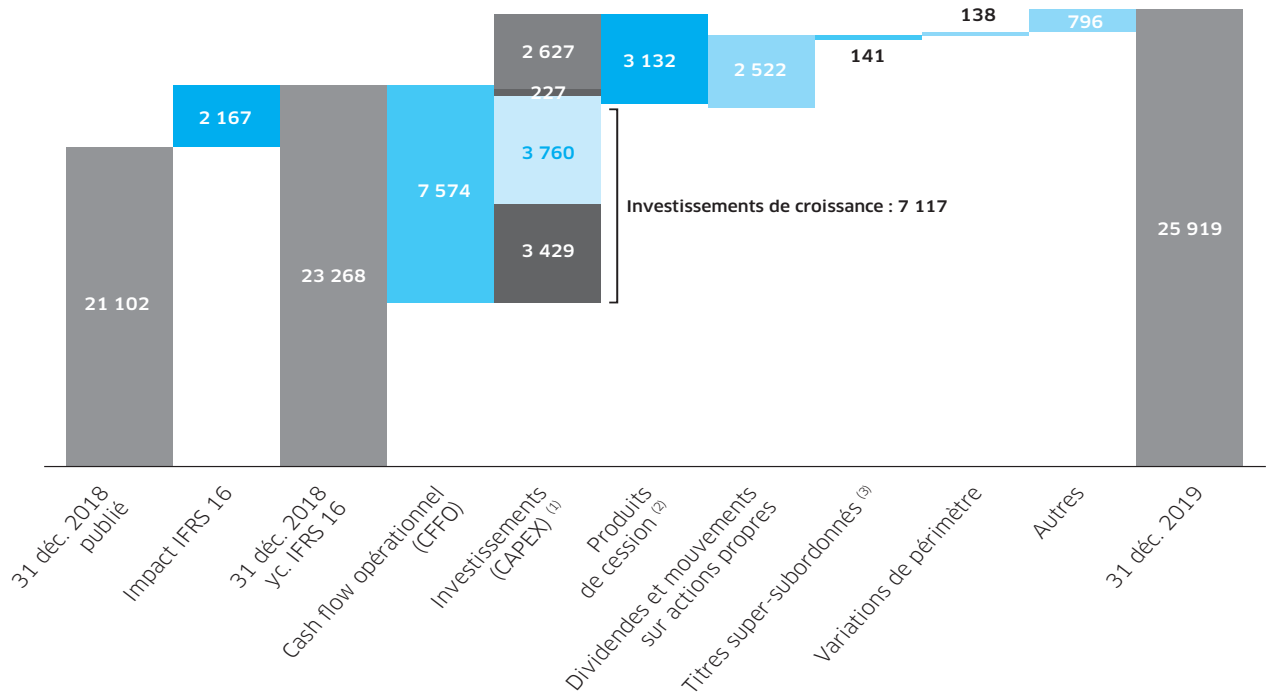
Le **résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à +664 millions d'euros, contre +595 millions d'euros au 31 décembre 2018. Cette variation résulte principalement de moindres pertes de valeur sur les actifs charbon en Allemagne partiellement compensées par l'effet de la déconsolidation de la participation d'ENGIE dans Glow à compter du 14 mars 2019 suite à sa cession.

6.1.1.4 Évolution de l'endettement financier net

L'endettement financier net s'établit à 25,9 milliards d'euros, en hausse de 2,7 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2018. Cette hausse est principalement due (i) aux investissements de la période (10,0 milliards d'euros [1], incluant notamment 1,5 milliard d'euros au titre de l'acquisition de TAG au Brésil), (ii) aux versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,8 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,7 milliard d'euros) et (iii) à d'autres éléments (0,6 milliard d'euros), principalement liés aux effets de change, aux nouveaux droits d'utilisation de biens pris en location et aux variations de valeur de marché des instruments financiers dérivés. Ces éléments sont partiellement compensés (i) par la génération de cash-flow des opérations (7,6 milliards d'euros) et (ii) par les effets du programme de rotation de portefeuille (3,0 milliards d'euros, principalement liés à la finalisation de la cession de la participation dans Glow).

Les mouvements relatifs à l'endettement financier net sont les suivants :

En millions d'euros



(1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO.

(2) Hors produits de cession dans le cadre des activités DBSO.

(3) Cf. Note 18.2.1 «Émission de titres super-subordonnés».

(1) Net de l'impact des cessions dans le cadre des activités de DBSO.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2019 à 2,50 :

En millions d'euros	31 déc. 2019	1er janv. 2019 y compris IFRS 16
Endettement financier net	25 919	23 268
EBITDA	10 366	9 702
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,50**	**2,40**

Le ratio dette nette économique sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2019 à 3,96 :

En millions d'euros	31 déc. 2019	1er janv. 2019 y compris IFRS 16
Dette nette économique	41 078	35 669
EBITDA	10 366	9 702
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**3,96**	**3,68**

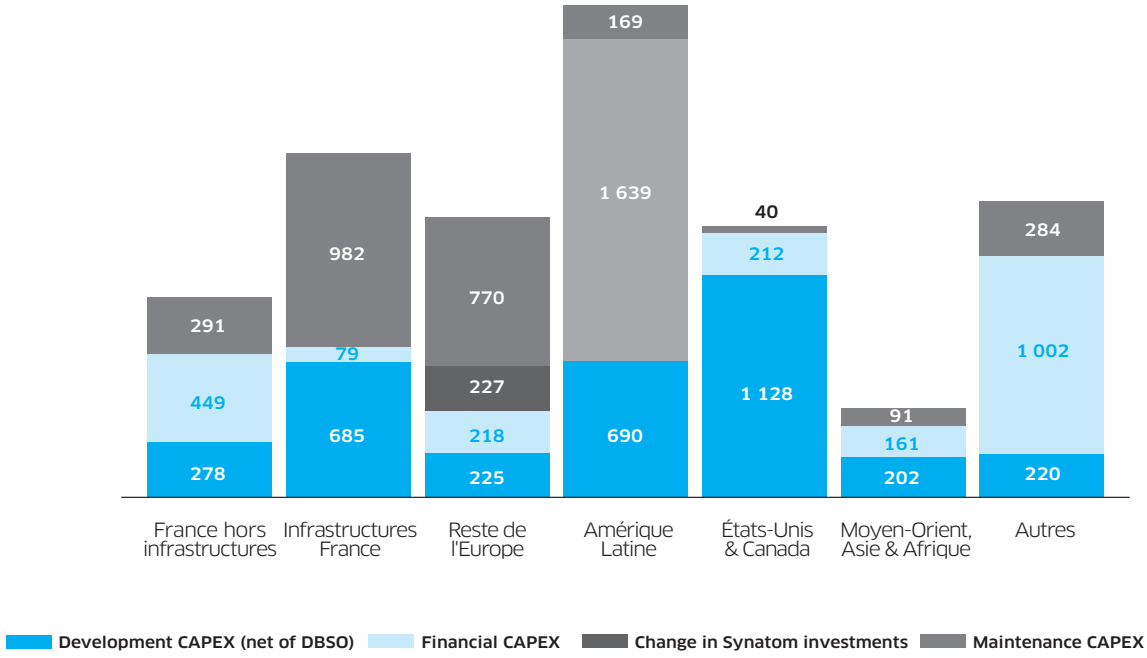
6.1.1.4.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

Le *cash flow* des opérations (CFFO) s'établit à 7,6 milliards d'euros, en recul de 0,2 milliard d'euros. Cette évolution s'explique principalement par la variation temporaire du besoin en fonds de roulement (-1,2 milliard d'euros) liée aux appels de marge sur produits dérivés et à la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés. Ces éléments sont partiellement compensés par l'augmentation des flux de trésorerie opérationnels (0,9 milliard d'euros) et par de moindres décaissements d'impôts (0,2 milliard d'euros).

6.1.1.4.2 Investissements nets

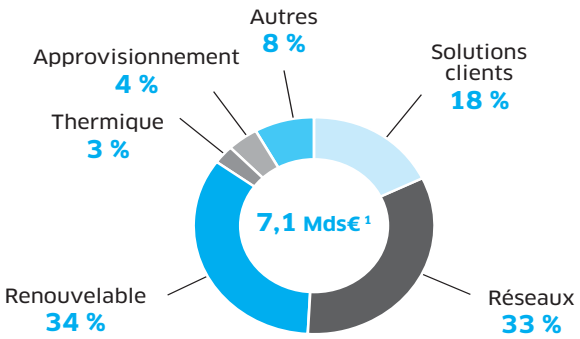
Les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) s'élèvent à 10 042 millions d'euros et se détaillent comme suit par secteurs :

En millions d'euros



Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les **investissements de croissance** s'élèvent à 7 117 millions d'euros et se détaillent comme suit par *Business Line* :



PRINCIPAUX PROJETS (Mds€)

Solutions clients	**1,3**
France - Acquisition de Powerlines & Pierre Guerin	0,3
Amérique du Nord - Acquisition de CONTI	0,2
NECST – Acquisition de OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co	0,2
Amérique du Nord - Acquisition de Genbright & Systecon	0,1
GEM & E&C – Acquisition de Certinergy	0,1
Réseaux	**2,4**
Acquisition de TAG	1,5
GRDF (Gazpar & développement du réseau)	0,5
Renouvelables	**2,4**
Amérique du Nord - dévoppement en Eolien onshore	0,8
France Renouvelables, yc. acquisition de Vol-V	0,4
Brésil – Umburanas, Campo Largo & Jirau	0,3
Amérique du Nord - développement Solaire	0,2
Amérique Latine - Solaire Mexique	0,2
MESCAT, yc. Kadapa	0,2

(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate, Synatom réaffecté aux investissements de maintenance.

La **matrice** géographies/*Business Lines* se détaille comme suit :

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2019
France	423	1 709	481	-	-	151	-	2 764
Reste de l'Europe	416	77	42	174	636	95	-	1 440
Amérique Latine	47	1 651	541	254	-	6	-	2 499
États-Unis & Canada	330	1	968	8	-	73	-	1 380
Moyen-Orient, Asie & Afrique	80	9	271	-	-	93	-	453
Autres	325	-	186	81	-	38	876	1 506
TOTAL CAPEX	**1 621**	**3 446**	**2 488**	**517**	**636**	**457**	**876**	**10 042**

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2018
France	469	1 617	237	-	-	148	-	2 471
Reste de l'Europe	357	58	18	143	750	104	-	1 430
Amérique Latine	145	129	1 024	456	-	4	-	1 758
États-Unis & Canada	350	-	461	1	-	100	5	918
Moyen-Orient, Asie & Afrique	84	10	239	214	-	69	-	616
Autres	131	-	6	-	-	28	284	449
TOTAL CAPEX	**1 537**	**1 814**	**1 986**	**813**	**750**	**454**	**289**	**7 643**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les **investissements nets** de la période s'élèvent à 7 586 millions d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 7 117 millions d'euros. Ceux-ci proviennent principalement (i) de l'acquisition au Brésil d'une participation de 90% en consortium avec la Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) dans les Infrastructures (1 557 millions d'euros, y compris frais d'acquisition), en Amérique du Nord de la société de services énergétiques Conti (178 millions d'euros) et en Allemagne de la société d'installations et de services OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co (149 millions d'euros) dans les Solutions Clients, (ii) de développements de projets de fluidification et de développement du réseau de distribution et de transport de gaz en France (685 millions d'euros) dans les Infrastructures, (iii) d'investissements dans les activités Renouvelables réalisés dans le cadre du développement de champs éoliens et photovoltaïques aux États-Unis (environ 1 milliard d'euros), au Mexique (345 millions d'euros), au Brésil (307 millions d'euros), et en Inde (139 millions d'euros), et (iv) du financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 (433 millions d'euros) ;
- des investissements de maintenance bruts pour 2 627 millions d'euros ;
- de l'augmentation de 227 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période (539 millions d'euros) ;
- des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités pour 138 millions d'euros ; et
- des cessions représentant un montant de 3 132 millions d'euros et portant principalement sur la cession par le Groupe de sa participation dans la société Glow en Thaïlande.

6.1.1.4.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 2 522 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 1 833 millions d'euros ; ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2018 (soit 0,75 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et exceptionnel et 0,86 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré) versé en mai 2019 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 538 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 150 millions d'euros et des mouvements sur actions propres.

6.1.1.4.4 Endettement financier net au 31 décembre 2019

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 74% en euros, 15% en dollars américains et 10% en real brésilien au 31 décembre 2019.

L'endettement financier net est libellé à 79% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 11,2 ans.

Au 31 décembre 2019, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,0 milliards d'euros.

6.1.1.5 Autres postes de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2019	1er janvier 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23	Variation nette
Actifs non courants	**99 297**	**93 818**	**5 479**
Dont goodwill	*18 665*	*17 809*	*856*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*58 996*	*57 776*	*1 220*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*9 216*	*7 846*	*1 370*
Actifs courants	**60 496**	**61 994**	**(1 498)**
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*468*	*3 809*	*(3 340)*
Capitaux propres	**38 037**	**40 930**	**(2 893)**
Provisions	25 115	21 512	3 603
Dettes financières	38 544	34 345	4 199
Autres passifs	58 097	59 024	(928)
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*92*	*2 141*	*(2 049)*

Les immobilisations (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 59,0 milliards d'euros, en hausse de 1,2 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette variation résulte pour l'essentiel des acquisitions et développements de la période (+7,4 milliards d'euros), des écarts de conversion (+0,1 milliard d'euros), partiellement compensés par des amortissements (-4,3 milliards d'euros), des pertes de valeurs (-1,7 milliard d'euros), des variations de périmètre (-0,8 milliard d'euros), le classement d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et de production de gaz vert en exploitation en France en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» (-0,4 milliard d'euros), des cessions (-0,2 milliard d'euros).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les *goodwill* s'établissent à 18,7 milliards d'euros en hausse de 0,9 milliard d'euros essentiellement à la suite d'acquisitions réalisées notamment par les BU France BtoB, France Renouvelables, Europe du Nord, du Sud et de l'Est, et Amérique Latine, partiellement compensées par la comptabilisation de pertes de valeurs au titre de la cession des centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas (*cf. Note 4.1.2*).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 38,0 milliards d'euros, en baisse de -2,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-2,3 milliards d'euros, dont 1,8 milliard d'euros de dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires et 0,5 milliard d'euros versés à des participations ne donnant pas le contrôle), des autres éléments du résultat global (-1,8 milliard d'euros) et de l'effet de la déconsolidation de Glow suite à sa cession (-0,5 milliard d'euros), partiellement compensés par le résultat net de la période (+1,6 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 25,1 milliards d'euros, en hausse de 3,6 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette augmentation provient principalement de l'impact de la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique (+2,1 milliards d'euros) (*cf. Note 19*), des pertes actuarielles sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (+1,1 milliard d'euros) en raison de la baisse des taux d'actualisation sur la période (*cf. Note 20*).

Les actifs et passifs classés sur les lignes **«Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente»** et **«Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente»** se composent au 31 décembre 2019 d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et de production de gaz vert en exploitation en France.

6.1.1.6 Ajustement de l'information comparative

Les chiffres 2018 présentés ci-avant de ce rapport d'activité ont été ajustés au titre :

- de l'application de la position de l'IFRIC sur la comptabilité de dérivés sur matières premières conduisant le Groupe à revoir la présentation de certains éléments du compte de résultat (sans impact sur le résultat net, les capitaux propres ou l'indicateur de résultat opérationnel courant utilisé dans le dialogue de gestion et la communication financière) (*cf. retraitements présentés dans la Note 1 des états financiers consolidés*) ;
- de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 – *Contrats de location* (*cf.* ci-dessous) ; afin de les rendre comparables aux chiffres 2019.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les ajustements relatifs à l'application de la norme IFRS 16, sur le compte de résultat et sur certains indicateurs clés du Groupe, sont présentés ci-après.

En millions d'euros	31 déc. 2018 nouvelle présentation [1]	IFRS 16	31 déc. 2018 nouvelle présentation y compris IFRS 16
Compte de résultat			
CHIFFRE D'AFFAIRES	**56 967**	**-**	**56 967**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(38 660)	466	(38 194)
Charges de personnel	(10 624)	-	(10 624)
Amortissements, dépréciations et provisions	(3 586)	(438)	(4 024)
Impôts et taxes	(1 069)	1	(1 068)
Autres produits opérationnels	1 514	-	1 514
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	**4 542**	**29**	**4 571**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	361	-	360
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**4 903**	**29**	**4 932**
Pertes de valeur	(1 798)	-	(1 798)
Restructurations	(162)	-	(162)
Effets de périmètre	(150)	-	(150)
Autres éléments non récurrents	(147)	-	(147)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**2 645**	**29**	**2 674**
RÉSULTAT FINANCIER	**(1 381)**	**(33)**	**(1 414)**
Impôt sur les bénéfices	(704)	2	(702)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**560**	**(2)**	**558**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**1 069**	**(2)**	**1 067**
RÉSULTAT NET	**1 629**	**(4)**	**1 624**
Résultat net part du Groupe	**1 033**	**(4)**	**1 029**
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	*(12)*	*(2)*	*(14)*
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	*1 045*	*(2)*	*1 043*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**595**	**-**	**595**
dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*572*	-	*572*
dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*24*	-	*24*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**0,37**	**(0,00)**	**0,37**
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action	*(0,07)*	*(0,00)*	*(0,07)*
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action	*0,44*	*(0,00)*	*0,44*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**0,37**	**(0,00)**	**0,37**
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué	*(0,07)*	*(0,00)*	*(0,07)*
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué	*0,43*	*(0,00)*	*0,43*
EBITDA	**9 236**	**467**	**9 702**
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 126**	**29**	**5 154**
RÉSULTAT NET RÉCURRENT	**3 238**	**(4)**	**3 234**
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE	**2 425**	**(4)**	**2 421**
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES PART DU GROUPE	**2 458**	**(2)**	**2 455**

(1) Données comparatives au 31 décembre 2018 reclassées en conformité avec la nouvelle présentation adoptée par le Groupe suite à l'application de la position de l'IFRIC sur la comptabilité de dérivés sur matières premières.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En millions d'euros	31 déc. 2018 publié	IFRS 16	31 déc. 2018 y compris IFRS 16
Flux de trésorerie			
***CASH FLOW* DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**7 300**	**437**	**7 736**

En millions d'euros	31 déc. 2018 publié	IFRS 16 & IFRIC 23	1er janv. 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23
État de la situation financière			
DETTE NETTE	**21 102**	**2 167**	**23 268**
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE	**35 590**	**79**	**35 669**
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**51 412**	**2 156**	**53 568**

Les modalités d'application de la norme IFRS 16 et ses incidences sur l'état de la situation financière au 1er janvier 2019 sont présentées dans la Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés».

6.1.1.7 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 2019, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 17 282 millions d'euros, en décroissance par rapport à 2018 (27 833 millions d'euros), du fait principal de la diminution des ventes de gaz aux autres opérateurs gaziers.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -931 millions d'euros au 31 décembre 2019, en amélioration de 127 millions d'euros par rapport à l'exercice 2018 où il était de -1 058 millions d'euros. La marge énergie s'apprécie de 143 millions d'euros, grâce à la diminution du coût des approvisionnements et au maintien de la progression de l'activité électricité.

Le résultat financier est de 1 192 millions d'euros, en diminution de 2 525 millions d'euros par rapport à 2018 où les distributions de dividendes et revenus des créances rattachées étaient supérieurs de 2 449 millions d'euros.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de -835 millions d'euros principalement constitué des dépréciations sur titres de participation.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 377 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 549 millions d'euros à la clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 294 millions d'euros.

Le résultat net ressort à -196 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 34 594 millions d'euros contre 36 616 millions d'euros à fin 2018, soit une diminution de -2 022 millions d'euros qui s'explique principalement par la perte de l'exercice 2019 (-196 millions d'euros) et le paiement de dividendes pour un impact de -1 833 millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, les dettes financières ressortent à 39 234 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 9 891 millions d'euros (dont 7 753 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Informations relatives aux délais de paiement

En application de l'article D4 41-4 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 À L'ARTICLE D. 441-4 DU CODE DE COMMERCE

	Article D. 441 I.-1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.-2° : 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	-					34 346	-					5 532 869
Montant total des factures concernées TTC	-	132,8	11,4	0,6	86,8	231,5	-	109,9	80,7	42,3	533,8	766,8
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,67%	0,06%	0,00%	0,43%	1,16%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice							-	0,54%	0,40%	0,21%	2,62%	3,76%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						325						1 203
Montant total des factures exclues						6,7						57,1
(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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.2 Trésorerie et capitaux

6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur

Structure de l'endettement

L'endettement brut (hors découverts bancaires, coût amorti et dérivés) à fin 2019 s'élève à 34,8 milliards d'euros, en hausse par rapport à fin 2018 et se compose principalement de financements obligataires pour 26,0 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 5,3 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,3 milliard d'euros. Les emprunts à court terme billets de Trésorerie/titres négociables à court terme représentent 9% de la dette brute totale à fin 2019.

84% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et billets de trésorerie/titres négociables à court terme).

Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 24,0 milliards d'euros à fin 2019.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 74% en euros, 15% en dollars américains et 10% en reals brésiliens à fin 2019.

Après impact des dérivés, 79% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,70%. La durée moyenne de la dette nette est de 11,2 ans à fin 2019.

Les principaux contrats sont portés par ENGIE SA et sont décrits à la Section 6.4 Comptes sociaux Note 10 - 11.2.1 & 11.2.2.

Principales opérations de l'année 2019

Les principales opérations de l'année 2019 impactant l'endettement financier net sont décrites dans la Note 17.3.3. de la Section 6.2 «Comptes consolidés». Par ailleurs, le Groupe a exercé la première option d'extension de la ligne de crédit syndiquée centralisée de 5,0 milliards d'euros, portant sa maturité à décembre 2024. La mise à jour annuelle du prospectus EMTN d'ENGIE de 25 milliards d'euros a reçu le visa n 19-590 de l'AMF en date du 23 décembre 2019.

Notations

ENGIE est noté par Standard & Poor's, Moody's et Fitch.

En avril 2019, S&P a confirmé sa notation long terme à A-, et amélioré la notation court de A-2 à A-1, reflétant la liquidité exceptionnelle du Groupe, avec perspective stable.

Fitch a actualisé son analyse en juin 2019 et a confirmé sa notation A/F1 avec une perspective stable.

En juin, Moody's a revu sa notation long terme à la baisse de A2 à A3 suite à la promulgation de la loi PACTE en France qui a entraîné la suppression du rehaussement d'un cran pour soutien de l'État français. Moody's a actualisé son analyse en décembre 2019 et a confirmé sa notation à A3/P-2, avec une perspective stable.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2019, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées (pouvant servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de billets de trésorerie/titres négociables à court terme) de 13,0 milliards d'euros. 96% de ces lignes sont gérées de façon centralisée 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 5% du total de ces lignes centralisées. À fin 2019, aucune ligne centralisée n'est utilisée.

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 et peuvent éventuellement être revus 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 2019, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, exceptées quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mises en œuvre.

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 l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes. Il pourrait néanmoins recourir au marché des capitaux de manière opportuniste.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 3,9 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2020 (hors maturité des billets de trésorerie/titres négociables à court terme de 3,2 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 10,8 milliards d'euros au 31 décembre 2019 (nette des découverts bancaires) et un montant de 13,0 milliards d'euros de lignes disponibles (non netté du montant des billets de trésorerie/titres négociables à court terme), dont 1,2 milliard d'euros à échéance 2020.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.2 Comptes consolidés

6.2.1 États financiers consolidés 218

6.2.2 Notes aux comptes consolidés 225

NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés 225

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2019 231

NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence 237

NOTE 4 Principales variations de périmètre 245

NOTE 5 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière 247

NOTE 6 Information sectorielle 252

NOTE 7 Ventes 258

NOTE 8 Charges opérationnelles 261

NOTE 9 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles 262

NOTE 10 Résultat financier 264

NOTE 11 Impôts 265

NOTE 12 Résultat par action 269

NOTE 13 Goodwill 270

NOTE 14 Immobilisations incorporelles 276

NOTE 15 Immobilisations corporelles 278

NOTE 16 Instruments financiers 282

NOTE 17 Risques liés aux instruments financiers 299

NOTE 18 Éléments sur les capitaux propres 317

NOTE 19 Provisions 319

NOTE 20 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme 324

NOTE 21 Paiements fondés sur des actions 330

NOTE 22 Transactions avec des parties liées 331

NOTE 23 Rémunération des dirigeants 332

NOTE 24 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs 332

NOTE 25 Contentieux et enquêtes 334

NOTE 26 Événements postérieurs à la clôture 338

NOTE 27 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 338

NOTE 28 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises 339

6

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019 (1)	31 déc. 2018 (1) (2)
CHIFFRE D'AFFAIRES	**6.2 & 7**	**60 058**	**56 967**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(39 950)	(38 660)
Charges de personnel	8.2	(11 478)	(10 624)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(4 393)	(3 586)
Impôts et taxes		(1 108)	(1 069)
Autres produits opérationnels		1 670	1 514
Résultat opérationnel courant y compris MTM opérationnel		4 800	4 542
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	500	361
Résultat opérationnel courant y compris MTM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	5 300	4 903
Pertes de valeur	9.1	(1 770)	(1 798)
Restructurations	9.2	(218)	(162)
Effets de périmètre	9.3	1 604	(150)
Autres éléments non récurrents	9.4	(1 240)	(147)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**9**	**3 676**	**2 645**
Charges financières		(2 300)	(1 981)
Produits financiers		913	600
RÉSULTAT FINANCIER	**10**	**(1 387)**	**(1 381)**
Impôt sur les bénéfices	11	(640)	(704)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**1 649**	**560**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**-**	**1 069**
RÉSULTAT NET		**1 649**	**1 629**
Résultat net part du Groupe		**984**	**1 033**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe		*984*	*(12)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe		*-*	*1 045*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		**664**	**595**
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		*664*	*572*
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		*-*	*24*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**12**	**0,34**	**0,37**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action		*0,34*	*(0,07)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action		*-*	*0,44*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**12**	**0,34**	**0,37**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué		*0,34*	*(0,07)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué		*-*	*0,43*

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2019 Quote-part du Groupe	31 déc. 2019 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2018 (1)	31 déc. 2018 Quote-part du Groupe (1)	31 déc. 2018 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (1)
RÉSULTAT NET		**1 649**	**984**	**664**	**1 629**	**1 033**	**595**
Instruments de dette	16.1	48	48	-	29	29	-
Couverture d'investissement net	17	29	29	-	7	7	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	17	(229)	(232)	3	(175)	(184)	9
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	17	(744)	(808)	64	(18)	7	(26)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	11	240	261	(21)	48	43	5
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(250)	(239)	(11)	201	201	-
Écarts de conversion		(45)	32	(78)	22	(54)	77
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	-	-	36	39	(3)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**(953)**	**(910)**	**(43)**	**150**	**88**	**62**
Instruments de capitaux propres	16.1	103	103	-	42	42	-
Pertes et gains actuariels	20	(1 128)	(1 040)	(88)	(245)	(247)	1
Impôts différés sur éléments ci-dessus	11	255	232	22	58	58	-
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(31)	(31)	-	(43)	(45)	2
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	-	-	(3)	(1)	(2)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**(801)**	**(735)**	**(66)**	**(192)**	**(193)**	**2**
RÉSULTAT GLOBAL		**(105)**	**(660)**	**555**	**1 586**	**928**	**659**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

État de la situation financière

ACTIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
Actifs non courants			
Goodwill	13	18 665	17 809
Immobilisations incorporelles nettes	14	7 038	6 718
Immobilisations corporelles nettes	15	51 958	48 917
Autres actifs financiers	16	7 022	6 193
Instruments financiers dérivés	16	4 137	2 693
Actifs de contrats	7	15	-
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	9 216	7 846
Autres actifs non courants	24	384	474
Actifs d'impôt différés	11	860	1 066
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**99 297**	**91 716**
Actifs courants			
Autres actifs financiers	16	2 546	2 290
Instruments financiers dérivés	16	10 134	10 679
Créances commerciales et autres débiteurs	7	15 180	15 613
Actifs de contrats	7	7 816	7 411
Stocks	24	3 617	4 158
Autres actifs courants	24	10 216	9 337
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16	10 519	8 700
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	468	3 798
TOTAL ACTIFS COURANTS		**60 496**	**61 986**
TOTAL ACTIF		**159 793**	**153 702**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

PASSIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Capitaux propres part du Groupe		33 087	35 551
Participations ne donnant pas le contrôle	2	4 950	5 391
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**18**	**38 037**	**40 941**
Passifs non courants			
Provisions	19	22 817	19 194
Emprunts à long terme	16	30 002	26 434
Instruments financiers dérivés	16	5 129	2 785
Autres passifs financiers	16	38	46
Passifs de contrats	7	45	36
Autres passifs non courants	24	1 222	960
Passifs d'impôt différés	11	4 631	5 415
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**63 882**	**54 869**
Passifs courants			
Provisions	19	2 298	2 620
Emprunts à court terme	16	8 543	5 745
Instruments financiers dérivés	16	10 446	11 510
Fournisseurs et autres créanciers	16	19 109	19 759
Passifs de contrats	7	4 286	3 598
Autres passifs courants	24	13 101	12 529
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	92	2 130
TOTAL PASSIFS COURANTS		**57 874**	**57 891**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**159 793**	**153 702**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Nombre d'actions	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 2017	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**1 455**	**3 129**	**(915)**	**(1 088)**	**(883)**	**36 639**	**5 938**	**42 577**
Impact IFRS 9 & 15 [1]		-	-	(122)	-	(270)	36	-	(357)	(99)	(455)
Reclassements des primes et coupons [2]		-	-	(570)	570	-	-	-	-	-	-
CAPITAUX PROPRES AU 1ER JANVIER 2018 [1] [2]	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**763**	**3 699**	**(1 184)**	**(1 053)**	**(883)**	**36 282**	**5 840**	**42 122**
Résultat net				1 033					1 033	595	1 629
Autres éléments du résultat global				(193)		165	(78)		(106)	63	(42)
RÉSULTAT GLOBAL		**-**	**-**	**840**	**-**	**165**	**(78)**	**-**	**928**	**659**	**1 586**
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions		6	60	80					146	1	146
Annulation des titres d'autocontrôle		(6)		(75)				81	-	-	-
Dividendes distribués en numéraire				(1 739)					(1 739)	(882)	(2 621)
Achat/vente d'actions propres				(236)				342	105	-	105
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée [2]				(11)	1 000				989	-	
Reclassement en dette et remboursement de titres super-subordonnés [2]				(24)	(949)				(973)	-	(973)
Coupons des titres super-subordonnés				(123)					(123)	-	(123)
Transactions entre actionnaires				(34)					(34)	10	(24)
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle [3]				-					-	(229)	(229)
Augmentations et réductions de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle				-					-	(6)	(6)
Autres variations		-	-	(29)	-	-	-	-	(30)	(2)	(31)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2018 [4]	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 565**	**(590)**	**3 750**	**(1 019)**	**(1 130)**	**(460)**	**35 551**	**5 391**	**40 941**

(1) Les données comparatives au 1er janvier 2018 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

(2) Pour des raisons de clarté, il a été décidé de présenter dorénavant la valeur des titres super-subordonnés en valeur nominale alors qu'ils étaient précédemment inscrits sous déduction des primes et coupons. Ce changement est sans impact sur les capitaux propres. Les opérations de la période sont commentées dans la Note 19.2.1 «Émission de titres super-subordonnés» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

(3) Concerne essentiellement la déconsolidation d'ENGIE E&P International suite à sa cession (cf. Note 5.1.2 «Cession des activités d'exploration-production» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018) et le changement de méthode de consolidation d'Hazelwood (cf. Note 3.1 «Liste des principales filiales aux 31 décembre 2018» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

(4) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En millions d'euros	Nombre d'actions	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 2018 [1]	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 565**	**(590)**	**3 750**	**(1 019)**	**(1 130)**	**(460)**	**35 551**	**5 391**	**40 941**
Impact IFRS 16 (*cf. Note 1*)				(7)	-	-	-	-	(7)	(4)	(11)
CAPITAUX PROPRES AU 1ER JANVIER 2019 Y COMPRIS IFRS 16	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 565**	**(597)**	**3 750**	**(1 019)**	**(1 130)**	**(460)**	**35 544**	**5 386**	**40 930**
Résultat net				984	-	-	-		984	664	1 649
Autres éléments du résultat global				(735)	-	(942)	32		(1 645)	(109)	(1 754)
RÉSULTAT GLOBAL		**-**	**-**	**250**	**-**	**(942)**	**32**		**(660)**	**555**	**(105)**
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				50					50	-	50
Dividendes distribués en numéraire [2]			(1 096)	(738)					(1 833)	(453)	(2 286)
Achat/vente d'actions propres				(157)	-	-	-	157	-	-	-
Titres super-subordonnés [2]				(172)	163				(9)		(9)
Transactions entre actionnaires				36					36	4	40
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle [3]									-	(515)	(515)
Application de la norme IFRIC 23 chez SUEZ				(35)					(35)	-	(35)
Augmentations et réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	(28)	(28)
Autres variations		-	-	(6)	-	-	-	-	(6)	1	(5)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 435 285 011**	**2 435**	**31 470**	**(1 369)**	**3 913**	**(1 961)**	**(1 098)**	**(303)**	**33 087**	**4 950**	**38 037**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 18 «Éléments sur capitaux propres».
(3) Concerne essentiellement la déconsolidation de Glow suite à sa cession (cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»).
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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
RÉSULTAT NET		**1 649**	**1 629**
- Résultat net des activités non poursuivies		-	1 069
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**1 649**	**560**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3	(500)	(361)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		773	572
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		7 083	5 085
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 579)	195
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		426	223
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(18)	105
- Charge d'impôt	11	640	704
- Résultat financier	10	1 387	1 381
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**9 863**	**8 464**
+ Impôt décaissé		(575)	(757)
Variation du besoin en fonds de roulement	**24.1**	**(1 110)**	**149**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**8 178**	**7 857**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**-**	**17**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**8 178**	**7 873**
Investissements corporels et incorporels	5.6	(6 524)	(6 202)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5.6	(864)	(983)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5.6	(1 746)	(338)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	5.6	(595)	(283)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		134	114
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		2 676	2 865
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		14	2
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette		148	186
Intérêts reçus d'actifs financiers		28	26
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		67	52
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.6	(532)	(251)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(7 193)**	**(4 813)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**-**	**(1 282)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(7 193)**	**(6 095)**
Dividendes payés [2]		(2 522)	(2 659)
Remboursement de dettes financières		(3 035)	(5 328)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(135)	(289)
Intérêts financiers versés		(780)	(727)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		82	79
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(114)	(152)
Augmentation des dettes financières		6 622	4 724
Augmentation/diminution de capital		(1 372)	70
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée		1 478	989
Achat/vente de titres d'autocontrôle		-	104
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.6	(12)	(18)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**212**	**(3 207)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**-**	**1 279**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**212**	**(1 928)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies [3]		623	(78)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		-	(1)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**1 819**	**(229)**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**8 700**	**8 929**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		**10 519**	**8 700**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 150 millions d'euros au 31 décembre 2019 (123 millions d'euros au 31 décembre 2018).

(3) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»), sans incidence sur l'endettement financier net.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.2.2 Notes aux comptes consolidés

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 2020, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2019.

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 2018 et 2019 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 2019, 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 2019 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2018 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2019

1.1.1.1 IFRS 16 – Contrats de location et IFRIC 23 – Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat

- IFRS 16 – *Contrats de location*

  En janvier 2016, l'IASB a publié une nouvelle norme sur la comptabilisation des contrats de location. La norme IFRS 16 – *Contrats de location* remplace la norme IAS 17 – *Contrats de location* ainsi que les interprétations IFRIC 4 – *Déterminer si un accord contient un contrat de location*, SIC 15 – *Avantages dans les contrats de location simple* et SIC 27 – *Évaluation de la substance des transactions impliquant la forme juridique d'un contrat de location*.

  Le nouveau texte requiert, côté preneur, que tous les engagements de location, pour lesquels la norme n'a pas prévu d'exemption en raison de leur courte durée et/ou de la faible valeur des actifs loués, soient inscrits au bilan, sans distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement. Précédemment, seuls ces derniers contrats étaient comptabilisés au bilan des preneurs. En conséquence, un montant représentant le droit d'utilisation de l'actif loué pendant la durée du contrat doit être constaté à l'actif du bilan et une dette correspondant à l'obligation de paiement des loyers fixes doit être reconnue au passif du bilan. Au compte de résultat, la charge d'amortissement du droit d'utilisation de l'actif et la charge financière relative aux intérêts sur la dette de loyers se substituent en partie à la charge opérationnelle constatée précédemment au titre des loyers. La présentation du tableau de flux de trésorerie est également impactée avec une amélioration des flux issus des activités opérationnelles au détriment des flux de trésorerie liés aux opérations de financement.

  Côté bailleur, les principes comptables sont quasiment inchangés par rapport à IAS 17. Les bailleurs doivent continuer à classer les contrats de location en tant que contrats de location simple ou contrats de location-financement en application de principes similaires à ceux d'IAS 17. IFRS 16 n'a donc pas d'impact sur les contrats de location dans lesquels le Groupe est bailleur.

  Le Groupe a adopté la norme IFRS 16 – *Contrats de location* au 1er janvier 2019 et a appliqué la méthode rétrospective modifiée. Conformément aux prescrits de cette méthode, l'information comparative n'a pas été retraitée et l'effet cumulatif de l'application initiale a été comptabilisé en ajustement des capitaux propres d'ouverture de la période en cours.

  Dans le cadre de la première application d'IFRS 16 au 1er janvier 2019, le Groupe a choisi d'utiliser les mesures de simplification suivantes prévues dans les dispositions transitoires de la norme :

  - ne pas réexaminer les contrats que le Groupe avait précédemment analysés en application d'IAS 17 et d'IFRIC 4 pour déterminer s'ils contenaient ou non un contrat de location (clause dite de «*grand-fathering*») ,
  - imputer sur les droits d'utilisation les provisions pour contrats déficitaires comptabilisées dans l'état de la situation financière au 31 décembre 2018 (en lieu et place d'un test de perte de valeur) ,
  - exclure les coûts directs initiaux de l'évaluation du droit d'utilisation ,
  - appliquer un taux d'actualisation unique à un portefeuille de contrats de location présentant des caractéristiques raisonnablement similaires , et
  - utiliser les connaissances acquises a posteriori, par exemple pour déterminer la durée d'un contrat de location, lorsque ce contrat contient des options de prolongation ou de résiliation.

  En revanche, le Groupe a fait le choix de ne pas exclure les contrats de location dont le terme se situe dans les 12 mois suivant la date de transition.

  L'appréciation de la durée d'un 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, a été effectuée sur une base individuelle.

  Le Groupe applique les exemptions de comptabilisation prévues par la norme et ainsi ne reconnaît pas de droits d'utilisation et de dettes de location pour les contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois («contrats de location à court terme»), ni pour les contrats de location dont l'actif sous-jacent est de faible valeur («actifs de faible valeur»).

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne : http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Le Groupe n'applique pas les mesures de simplification permises par la norme relative à l'approche portefeuille pour un ensemble de contrats de location présentant des caractéristiques similaires, ni celle relative à la non-séparation des composantes location et service.

Les dettes de location ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements des loyers restant dus, établie sur base du taux d'emprunt marginal du preneur au 1er janvier 2019. Le taux d'emprunt marginal moyen pondéré appliqué aux dettes de location au 1er janvier 2019 s'établit à 1,43% (pour plus d'information sur la méthodologie appliquée pour déterminer le taux d'emprunt marginal se référer à la Note 15 «Immobilisations corporelles»).

Les impacts, à la date de transition, des nouveaux actifs et passifs comptabilisés dans l'état de la situation financière et relatifs aux contrats de location pour lesquels le Groupe agit en tant que preneur, sont synthétisés ci-dessous :

En millions d'euros	1er janv. 2019
Droits d'utilisation présentés en Immobilisations corporelles	3 045
Contrats de location-financement reclassés en droits d'utilisation	(905)
Autres actifs courants et non courants	(31)
TOTAL ACTIF	**2 110**
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**(11)**
Dettes de location présentées en Emprunts à court et à long terme	2 167
Autres passifs courants et non courants	(46)
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	**2 110**

Les droits d'utilisation nouvellement comptabilisés concernent les types d'actifs suivants :

En millions d'euros	1er janv. 2019
Immobilier	1 782
Véhicules	206
Autres	153
TOTAL	**2 141**

Concernant les contrats de location précédemment classés comme contrats de location-financement, le Groupe n'a pas modifié, à la date de la première application d'IFRS 16, et comme requis par la norme, la valeur comptable des actifs et passifs sous-jacents telle qu'elle était précédemment reconnue sous IAS 17. Ces engagements ont été reclassés en droits d'utilisation pour un montant net de 905 millions d'euros, principalement au titre de centrales électriques en Amérique Latine.

Dans le compte de résultat consolidé, l'extourne des charges de location comptabilisées au titre des contrats de location précédemment considérés comme des contrats de location simple entraîne une augmentation de l'EBITDA, des amortissements ainsi que des charges financières.

La différence entre (i) les engagements relatifs aux contrats de location simple selon IAS 17, dans lesquels ENGIE est preneur, et présentés dans les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2018 (*cf. Note 23.1 «Information sur les contrats de location simple – ENGIE preneur»*) pour un montant de 2 087 millions d'euros et (ii) le passif reconnu au titre des contrats de location sous IFRS 16 au 1er janvier 2019 pour un montant de 2 546 millions d'euros correspond à (i) des engagements pour un montant de 380 millions d'euros au titre de contrats précédemment classés en location-financement et (ii) à un effet actualisation à hauteur de 79 millions d'euros.

- IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat*

L'interprétation IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat* clarifie l'application des dispositions de la norme IAS 12 – *Impôts sur le résultat*. Cette clarification s'applique aux aspects de comptabilisation et d'évaluation de l'impôt sur le résultat dès lors qu'il existe une incertitude relative au traitement d'un élément, tant au niveau de la détermination des bénéfices imposables (pertes fiscales déductibles), que des bases d'imposition, des déficits reportables, des crédits d'impôt non utilisés ou des taux d'imposition.

Le Groupe a adopté l'interprétation IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat* au 1er janvier 2019, sans retraitement de l'information comparative. L'impact sur les états financiers consolidés du Groupe est peu significatif.

- Incidences de l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 sur l'état de la situation financière consolidé au 1er janvier 2019

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les impacts relatifs à la première application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 sur l'état de la situation financière au 1er janvier 2019 sont présentés ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2018 publié	IFRS 16 & IFRIC 23	1er janv. 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23
Actifs non courants			
Goodwill	17 809	-	17 809
Immobilisations incorporelles nettes	6 718	(7)	6 711
Immobilisations corporelles nettes	48 917	2 148	51 065
Autres actifs financiers	6 193	-	6 193
Instruments financiers dérivés	2 693	-	2 693
Participations dans les entreprises mises en équivalence	7 846	-	7 846
Autres actifs non courants	474	(39)	435
Actifs d'impôt différé	1 066	-	1 066
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	**91 716**	**2 102**	**93 818**
Actifs courants			
Autres actifs financiers	2 290	-	2 290
Instruments financiers dérivés	10 679	-	10 679
Créances commerciales et autres débiteurs	15 613	-	15 613
Actifs de contrats	7 411	-	7 411
Stocks	4 158	-	4 158
Autres actifs courants	9 337	(3)	9 334
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 700	-	8 700
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 798	11	3 809
TOTAL ACTIFS COURANTS	**61 986**	**8**	**61 994**
TOTAL ACTIF	**153 702**	**2 110**	**155 812**
Capitaux propres part du Groupe	35 551	(7)	35 544
Participations ne donnant pas le contrôle	5 391	(4)	5 386
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**40 941**	**(11)**	**40 930**
Passifs non courants			
Provisions	19 194	-	19 194
Emprunts à long terme	26 434	1 777	28 211
Instruments financiers dérivés	2 785	-	2 785
Autres passifs financiers	46	-	46
Passifs de contrats	36	-	36
Autres passifs non courants	960	-	960
Passifs d'impôt différé	5 415	(4)	5 410
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	**54 869**	**1 773**	**56 642**
Passifs courants			
Provisions	2 620	(301)	2 318
Emprunts à court terme	5 745	389	6 134
Instruments financiers dérivés	11 510	-	11 510
Fournisseurs et autres créanciers	19 759	-	19 759
Passifs de contrats	3 598	-	3 598
Autres passifs courants	12 529	249	12 778
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2 130	11	2 141
TOTAL PASSIFS COURANTS	**57 891**	**348**	**58 239**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	**153 702**	**2 110**	**155 812**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

1.1.1.2 Autres normes, amendements ou interprétations

Les autres amendements et interprétations applicables à partir de 2019 n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe :

- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers : Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative ;*
- Amendements IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises : Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises ;*
- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel : Modification, réduction ou liquidation de régime ;*
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2015-2017.

1.1.1.3 Autres textes

Dans sa décision de mars 2019, l'IFRS Interpretation Committee (IFRIC) a conclu que, compte tenu des caractéristiques d'un contrat portant sur l'achat ou la vente d'éléments non financiers, qualifié de dérivé au sens d'IFRS 9, et qui est réglé par une livraison physique, un tel contrat doit être comptabilisé sur la même ligne du compte de résultat, tant pour les variations de sa juste valeur, que pour les effets au moment de son dénouement physique.

Le Groupe est concerné par cette décision s'agissant des instruments financiers dérivés sur matières premières, électricité et gaz notamment, qu'il utilise à des fins de couvertures économiques mais qui ne sont pas qualifiés comme tels au sens des IFRS.

La pratique du Groupe consistait jusqu'alors à présenter la variation de juste valeur (*mark-to-market* ou MtM) des dérivés sur commodités, non qualifiés de négoce ou de couverture comptable au sens des IFRS, en dessous de l'agrégat du «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Au moment de leur dénouement physique, les gains ou pertes étaient reclassés en résultat opérationnel, dans la même rubrique que l'élément économiquement couvert, permettant de présenter la performance opérationnelle des transactions concernées à leur cours couvert.

Suite à la décision de l'IFRIC, le Groupe a adapté, à partir de la clôture du 31 décembre 2019, sa pratique comptable – sans impact sur le résultat net, les capitaux propres ou l'indicateur de résultat opérationnel courant utilisé dans le dialogue de gestion et la communication financière. Le Groupe présente donc désormais les résultats latents au titre des instruments concernés, vendeurs ou acheteurs, sur la même ligne que les résultats réalisés lors de leur dénouement physique, dans la rubrique «Achats et dérivés à caractère opérationnel» au sein de l'agrégat désormais nommé «Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Ainsi :

- la rubrique MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel, précédemment présentée au sein du «Résultat des activités opérationnelles», est désormais intégrée au sein de la rubrique «Achats et dérivés à caractère opérationnel» ;
- les transactions de ventes de commodités donnant lieu à livraison physique et utilisées à des fins de couvertures économiques, entrant dans le champ d'IFRS 9 et précédemment présentées au sein du «Chiffre d'affaires sur autres contrats», sont désormais également présentées en déduction de la rubrique «Achats et dérivés à caractère opérationnel».

L'indicateur de gestion de la performance (ROC), qui est défini comme hors MtM opérationnel, est désormais calculé et réconcilié avec le «Résultat opérationnel courant y compris quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» dans la Note 5 «Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière».

Le Groupe a également décidé d'améliorer la présentation par nature des autres rubriques du «Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence», sans impact sur le total de cet agrégat.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

La réconciliation entre l'ancienne et la nouvelle présentation du compte de résultat au 31 décembre 2018 est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2018 ancienne présentation	MtM opéra-tionnel [1]	Transactions de ventes de commodités [2]	Impôts et taxes [3]	Autres charges [4]	31 déc. 2018 nouvelle présentation	
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	56 388	-	(221)	-	-	56 167	Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux
Chiffre d'affaires sur autres contrats	4 208	-	(3 408)	-	-	801	Chiffre d'affaires sur autres contrats
CHIFFRE D'AFFAIRES	**60 596**	**-**	**(3 629)**	**-**	**-**	**56 967**	**CHIFFRE D'AFFAIRES**
Achats	(32 190)	(223)	3 629	314	(10 190)	(38 660)	Achats et dérivés à caractère opérationnel
Charges de personnel	(10 624)	-	-	-	-	(10 624)	Charges de personnel
Amortissements, dépréciations et provisions	(3 586)	-	-	-	-	(3 586)	Amortissements, dépréciations et provisions
Impôts et taxes	-	-	-	(1 069)	-	(1 069)	Impôts et taxes
Autres charges opérationnelles	(10 981)	-	-	755	10 226	-	Autres charges opérationnelles
Autres produits opérationnels	1 550	-	-	-	(36)	1 514	Autres produits opérationnels
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	**4 765**	**(223)**	**-**	**-**	**-**	**4 542**	**Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	361	-	-	-	-	361	Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 126**	**(223)**	**-**	**-**	**-**	**4 903**	**Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(223)	223	-	-	-	-	
Pertes de valeur	(1 798)	-	-	-	-	(1 798)	Pertes de valeur
Restructurations	(162)	-	-	-	-	(162)	Restructurations
Effets de périmètre	(150)	-	-	-	-	(150)	Effets de périmètre
Autres éléments non récurrents	(147)	-	-	-	-	(147)	Autres éléments non récurrents
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**2 645**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2 645**	**RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES**

(1) Reclassement en «Achats» du résultat latent (mark-to-market) sur dérivés non qualifiés de trading.
(2) Reclassement en «Achats» du résultat réalisé sur contrats physiques de matières premières non qualifiés de contrats IFRS 15.
(3) Comptabilisation sur une seule ligne dédiée des effets d'impôts et taxes d'exploitation (hors cotisations sociales présentées au sein des charges de personnel et hors impôt sur les résultats présenté sur la ligne dédiée).
(4) Reclassement des autres charges opérationnelles en fonction de leur nature.

Le chiffre d'affaires sans adaptation de la pratique comptable suite à la décision de l'IFRIC se serait établi à 64 137 millions d'euros au 31 décembre 2019.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2020 et anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 9 – *Instruments Financiers* ; IAS 39 – *Instruments Financiers : comptabilisation et évaluation* ; IFRS 7 – *Instruments Financiers – Informations à fournir – Réforme des taux d'intérêt de référence* (*cf. Note 17.1.5.2*) [1].

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2020 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 3 – *Regroupement d'entreprises : définition d'une activité* [1];
- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* et IAS 8 – *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs, etc. : définition du terme «significatif»* ;
- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* [1].

Les analyses des incidences de l'application de ces normes et amendements sont en cours.

(1) Ces normes, amendements et interprétations n'étant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 Regroupement 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 non courants» 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.

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.

1.2.4 Utilisation d'estimations et du jugement

1.2.4.1 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 les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans l'évaluation des instruments financiers et les tests de perte de valeur. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont été pris en considération par le Groupe dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés à la fois 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 terme.

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 à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (*cf. Note 4*) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dite «en compteur» (*cf. Note 7*) ;

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés (*cf. Note 11*) ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* (*cf. Note 13*), des immobilisations incorporelles (*cf. Note 14*) et des immobilisations corporelles (*cf. Note 15*) ;
- les instruments financiers (*cf. Notes 16 et 17*) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (*cf. Notes 19 et 20*).

1.2.4.2 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 (*cf. Note 2*) ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (*cf. Note 7*) ;
- la comptabilisation dans le chiffre d'affaires des coûts d'acheminement facturés aux clients (*cf. 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.) (*cf. Note 16*) ;
- déterminer si des accords contiennent des contrats de location (*cf. Notes 15 et 16*) ;
- les regroupements de secteurs opérationnels à effectuer pour la présentation des secteurs reportables ; et dans le cadre de la définition des différentes *Business Lines* (*cf. Note 6*).

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 2019» et dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Principes comptables

Les principes comptables sont présentés dans les notes auxquelles ils se rattachent, sous forme d'encart.

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2019

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 2019

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…), des coquilles juridiques, ou à 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 (*cf. Note 16.1.1.1*) 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 dette nette. Les principales participations mises en équivalence (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 Energie 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 (*).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

FRANCE HORS INFRASTRUCTURES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
ENGIE SA *	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Services à l'énergie, réseaux	France	100,0	100,0
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	49,9	49,9
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5

INFRASTRUCTURES FRANCE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	74,6	74,6
Elengy	Terminaux méthaniers	France	74,6	74,6
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	54,1	54,1
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0

RESTE DE L'EUROPE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0
Electrabel SA *	Production d'électricité, ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V. *	Production d'électricité, ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Service Nederland N.V. *	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energielösungen GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	-	100,0
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Kraftwerk Wilhelmshaven GmbH & Co. KG	Production d'électricité	Allemagne	-	57,0
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Retail Investment UK Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0
Keepmoat Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

AMÉRIQUE LATINE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	52,8	52,8
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7

ÉTATS-UNIS & CANADA

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, gaz naturel, GNL, services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	Holding – société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Infinity Renewables	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	100,0
SoCore Energy LLC	Developpement et installations panneaux photovoltaïques	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Insight Service	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0

MOYEN-ORIENT, ASIE & AFRIQUE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
Groupe Glow [1]	Production et distribution d'électricité	Thaïlande	-	69,1
UCH Power Limited	Production d'électricité	Pakistan	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0
Baymina Enerji A.S.	Production d'électricité	Turquie	95,0	95,0

(1) La cession du groupe Glow a été finalisée le 14 mars 2019 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

AUTRES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
ENGIE SA *	Holding – société mère, Energy management trading, Ventes d'énergie, GNL	France	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Holding	France	100,0	100,0
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4
Electrabel SA *	Holding, production d'électricité, Energy management trading	France, Belgique	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Energy Management *	Energy management trading	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 au rendement variable 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) : 74,6%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 24,8% 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 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.

Les principales entités consolidées en intégration globale dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote sont la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%) et Gaztransport & Technigaz (40,4%).

La Compagnie Nationale du Rhône («CNR» – France hors Infrastructures) : 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%, étant 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.

Gaztransport & Technigaz («GTT» – Autres) : 40,4%

Depuis la mise en bourse de GTT en février 2014, ENGIE est le premier actionnaire de GTT avec une participation de 40,4% ; le flottant représentant environ 49% du capital. ENGIE dispose de la majorité des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales en raison de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert au sein de cet actionnariat. Le Groupe détient également la majorité des sièges au Conseil d'Administration. L'analyse au regard des critères de la norme IFRS 10 conduit le Groupe à considérer qu'il détient le contrôle de fait sur GTT.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

2.3 Filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives sur les capitaux propres et le résultat net au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

Noms	Activités	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	
En millions d'euros		31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	25,4	25,4	89	99	1 076	1 133	120	158
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique Latine, Chili) (2)	Production et ventes d'électricité – parc thermique	47,2	47,2	54	49	926	913	52	25
Groupe Glow (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Thaïlande) (3)	Production et distribution d'électricité – parcs hydroélectrique, éolien et thermique	-	30,9	32	96	-	512	-	75
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, ventes d'énergies	49,0	49,0	47	43	533	512	14	18
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique Latine, Brésil) (2)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	177	170	520	473	94	206
ENGIE Energía Perú (Amérique Latine, Pérou) (2)	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	36	34	393	376	22	11
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) (2)	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	59,6	59,6	75	63	343	339	73	59
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				154	41	1 159	1 131	78	331
TOTAL				**664**	**595**	**4 950**	**5 391**	**453**	**882**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que les sociétés Gaztransport & Technigaz et ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.

(3) La cession du groupe Glow a été finalisée le 14 mars 2019 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

2.3.1 Informations financières résumées sur les filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

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		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe Glow [1]		Groupe ENGIE Romania	
En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 275	2 298	1 180	1 028	255	1 354	1 436	1 231
Résultat net	325	389	103	94	93	262	95	87
Résultat net part du Groupe	236	283	49	45	61	165	49	44
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(77)	(13)	9	49	(162)	41	(13)	(3)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**159**	**270**	**59**	**94**	**(101)**	**206**	**36**	**41**
État de situation financière								
Actifs courants	689	918	546	364	-	3 278	613	626
Actifs non courants	10 403	10 404	2 707	2 700	-	(257)	809	787
Passifs courants	(1 016)	(921)	(322)	(271)	-	(950)	(277)	(312)
Passifs non courants	(6 097)	(6 198)	(1 025)	(910)	-	(835)	(65)	(64)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**3 979**	**4 204**	**1 907**	**1 882**	**-**	**1 237**	**1 080**	**1 037**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 076**	**1 133**	**926**	**913**	**-**	**512**	**533**	**512**
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	967	1 213	467	249	93	421	71	109
Flux issus des activités d'investissement	(495)	(493)	(144)	(248)	(93)	(132)	(77)	(58)
Flux issus des activités de financement	(480)	(740)	(171)	(15)	(14)	(534)	(34)	(54)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [2]	**(8)**	**(20)**	**152**	**(14)**	**(14)**	**(245)**	**(40)**	**(3)**

(1) La cession du groupe Glow a été finalisée le 14 mars 2019 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).
(2) Hors effet des variations de change et divers.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú		Gaztransport & Technigaz	
En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 207	2 017	479	427	289	246
Résultat net	623	544	94	88	126	106
Résultat net part du Groupe	446	374	58	55	51	43
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(93)	(119)	12	27	(1)	-
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**353**	**255**	**70**	**81**	**51**	**43**
État de situation financière						
Actifs courants	1 533	1 045	295	255	343	319
Actifs non courants	5 792	4 232	1 714	1 728	452	491
Passifs courants	(1 345)	(907)	(177)	(174)	(174)	(166)
Passifs non courants	(3 757)	(2 983)	(802)	(824)	(46)	(74)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**2 224**	**1 388**	**1 029**	**985**	**575**	**570**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**520**	**473**	**393**	**376**	**343**	**339**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 045	875	237	195	139	168
Flux issus des activités d'investissement	(1 136)	(851)	(22)	(19)	(10)	(9)
Flux issus des activités de financement	436	89	(199)	(144)	(122)	(94)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**345**	**113**	**16**	**33**	**7**	**66**

(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 (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) 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.

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 2019 et au 31 décembre 2018 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 646	4 590
Participations dans les coentreprises	4 570	3 256
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**9 216**	**7 846**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	255	88
Quote-part du résultat net des coentreprises	245	273
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**500**	**361**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	(123)	132
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	(158)	26
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**(281)**	**158**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 : représentation du Groupe aux 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 (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) résiduelles ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable 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

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 soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Groupe SUEZ (32,06%)

Depuis le non-renouvellement du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013, ENGIE ne contrôle plus mais exerce une influence notable sur le groupe SUEZ, en particulier pour les raisons suivantes : (i) le Groupe n'a pas la majorité de représentants au Conseil d'Administration, (ii) en Assemblée Générale, bien que l'actionnariat de SUEZ soit dispersé et qu'ENGIE dispose d'une participation importante, l'historique des votes montre qu'ENGIE n'a pas disposé à lui seul de la majorité simple aux Assemblées Générales Mixtes entre 2010 et 2019.

Transportadora Associada de Gás S.A. («TAG» – Amérique Latine) : détention d'une participation – directe et indirecte – à hauteur de 58,5% résultant en un intérêt net dans TAG à hauteur de 49,3%

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG (*cf. Note 4.3.1*).

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

ENGIE détient 60% de la centrale électrique Tihama (cogénération) située en Arabie Saoudite, et son partenaire Saudi Oger en détient 40%. Le Groupe estime qu'il exerce un contrôle conjoint sur Tihama dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget, la modification des contrats importants, etc., sont prises à l'unanimité par les deux 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 2019.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt 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	
En millions d'euros			31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Groupe SUEZ (Autres)	Traitement de l'eau et des déchets		32,06	32,06	1 953	1 968	113	55	(37)	21	129	130
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweït) [1]	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				950	1 004	79	97	(96)	96	77	97
Energia Sustentável do Brasil (Amérique Latine, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	659	646	(49)	(57)	-	-	-	-
GASAG (Reste de l'Europe, Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	233	261	16	18	(17)	1	9	4
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					852	710	96	(25)	27	14	61	104
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**4 646**	**4 590**	**255**	**88**	**(123)**	**132**	**277**	**334**

(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 près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 27 632 MW (à 100%) comprenant également 1 507 MW (à 100%) de capacités en cours de construction.
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, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRIC 4 et IFRS 16, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. 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 droit 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 -79 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre -155 millions d'euros en 2018) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (*cf. Note 5.3 «Résultat net récurrent part du Groupe»*).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 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'intérêt du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2019											
Groupe SUEZ [1]	18 015	352	(58)	294	11 481	24 153	12 098	14 248	9 288	32,06	1 953
Sociétés projets au Moyen-Orient	3 778	390	(409)	(19)	2 851	21 053	3 543	16 644	3 717		950
Energia Sustentável do Brasil	578	(123)	-	(123)	204	4 137	304	2 388	1 648	40,00	659
GASAG	1 251	51	(54)	(2)	850	1 847	1 757	203	736	31,57	233
AU 31 DÉCEMBRE 2018											
Groupe SUEZ [1]	17 331	335	(103)	232	10 872	22 681	11 664	12 896	8 993	32,06	1 968
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 254	467	406	873	2 572	21 401	3 775	16 263	3 934		1 004
Energia Sustentável do Brasil	564	(142)	-	(142)	199	4 388	544	2 428	1 615	40,00	646
GASAG	1 196	56	3	59	798	1 733	1 508	196	827	31,57	261

(1) Pour SUEZ, les données indiquées dans le tableau correspondent aux informations financières publiées par SUEZ. Le total capitaux propres part du Groupe s'élève à 6 463 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ et à 6 092 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE. La différence provient principalement de la non prise en compte de la quote-part des titres super-subordonnés émis par SUEZ dans les capitaux du Groupe attribuables à ENGIE, partiellement compensée par l'exercice d'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs de SUEZ lors de son changement de méthode de consolidation le 22 juillet 2013.

SUEZ est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2019, la valeur de marché de cette participation s'élève à 2 686 millions d'euros.

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 2019.

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	-	254	-	36	130	2	-
Contassur [1]	-	-	-	160	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	140	-	-	-	29	10	-
Autres	65	35	28	14	264	10	760
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**205**	**289**	**28**	**211**	**426**	**21**	**760**

(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 161 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 168 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 Contribution des coentreprises significatives et des coentreprises individuellement non significatives 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.

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt 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	
En millions d'euros			31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (Amérique Latine, Brésil)	Réseau de transport de gaz		58,50	-	1 364	-	44	-	(71)	-	159	-
National Central Cooling Company - «Tabreed» (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	740	710	42	40	-	-	24	39
EcoÉlectrica (États-Unis & Canada, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	507 MW	50,00	50,00	395	416	25	34	-	-	59	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (Reste de l'Europe, Portugal)	Production d'électricité	2 909 MW	50,00	50,00	312	325	39	44	(2)	1	50	49
WSW Energie und Wasser AG (Reste de l'Europe, Allemagne)	Production et distribution d'électricité	142 MW	33,10	33,10	207	204	(4)	11	-	-	4	3
Tihama Power Generation Co (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 599 MW	60,00	60,00	108	163	32	34	(5)	1	86	-
Ohio State Energy Partners (États-Unis & Canada, États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	114	129	2	5	(10)	5	9	4
Megal GmbH (Infrastructures France, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	79	91	2	6	-	-	14	13
Transmisora Eléctrica del Norte (Amérique Latine, Chili)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	80	85	7	7	(10)	8	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 171	1 134	55	92	(61)	11	35	31
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**4 570**	**3 256**	**245**	**273**	**(158)**	**26**	**439**	**244**

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -14 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 6 millions d'euros en 2018). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (*cf.* Note 5.3 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des 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 au niveau d'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%.

INFORMATIONS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT ET LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBALE

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 2019							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	655	(191)	(191)	(52)	88	(121)	(34)
National Central Cooling Company «Tabreed»	370	(41)	(44)	-	105	-	105
EcoÉlectrica	308	(69)	-	(2)	50	-	50
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	426	(67)	(29)	(36)	93	(7)	86
WSW Energie und Wasser AG	729	(12)	(2)	6	(11)	-	(11)
Tihama Power Generation Co	42	(5)	(23)	(8)	54	(8)	46
Ohio State Energy Partners	121	-	(44)	-	4	(20)	(15)
Megal GmbH	123	(69)	(4)	3	4	-	4
Transmisora Eléctrica del Norte	76	-	(30)	(5)	15	(21)	(6)
AU 31 DÉCEMBRE 2018							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	-	-	-	-	-	-	-
National Central Cooling Company «Tabreed»	335	(34)	(37)	-	100	-	100
EcoÉlectrica	280	(63)	2	(3)	68	-	68
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	749	(65)	(31)	(37)	106	3	109
WSW Energie und Wasser AG	856	(11)	(3)	(19)	35	-	35
Tihama Power Generation Co	111	(5)	(24)	(8)	56	1	57
Ohio State Energy Partners	52	-	(33)	-	10	11	21
Megal GmbH	124	(63)	(4)	2	12	-	12
Transmisora Eléctrica del Norte	75	-	(33)	(5)	14	16	30

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 2019										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	86	329	7 844	595	86	4 616	629	2 331	58,50	1 364
National Central Cooling Company «Tabreed»	-	143	2 671	13	184	765	-	1 851	40,00	740
EcoÉlectrica	34	97	701	(7)	29	-	21	789	50,00	395
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	232	635	1 039	176	139	770	92	728	50,00	312
WSW Energie und Wasser AG	19	59	805	37	54	94	92	606	33,10	207
Tihama Power Generation Co	56	124	432	69	26	325	13	179	60,00	108
Ohio State Energy Partners	19	1 055	89	343	25	522	43	229	50,00	114
Megal GmbH	6	2	729	210	41	262	62	162	49,00	79
Transmisora Eléctrica del Norte	43	34	774	42	4	645	-	160	50,00	80
AU 31 DÉCEMBRE 2018										
National Central Cooling Company «Tabreed»	65	124	2 574	-	173	816	-	1 775	40,00	710
EcoÉlectrica	24	107	755	3	27	-	23	833	50,00	416
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	231	568	1 305	287	178	763	115	761	50,00	325
WSW Energie und Wasser AG	12	148	778	55	84	101	103	596	33,10	204
Tihama Power Generation Co	129	140	488	61	40	370	15	271	60,00	163
Ohio State Energy Partners	16	8	1 039	(6)	7	804	-	257	50,00	129
Megal GmbH	-	13	752	10	55	446	70	185	49,00	91
Transmisora Eléctrica del Norte	66	30	773	75	3	621	-	170	50,00	85

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 2019.

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	-	147	-	18	-	-	-
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	-	-	-	1	128	-	-
WSW Energie und Wasser AG	-	23	-	1	-	1	-
Megal GmbH	65	-	-	-	51	-	-
Futures Energies Investissements Holding	3	19	3	2	207	-	-
Autres	(40)	89	8	27	200	6	5
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**28**	**278**	**11**	**49**	**585**	**7**	**5**

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), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 113 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 171 millions d'euros au 31 décembre 2018). Cette diminution résulte (i) de produits non comptabilisés au compte de résultat sur l'exercice s'élevant à 89 millions d'euros et (ii) de mouvements sur les autres éléments du résultat global pour le solde.

Ces pertes non comptabilisées correspondent à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de *commodities* («Autres éléments du résultat global») mis en place par des entreprises associées dans le secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques.

3.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2019, 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 4 210 millions de real brésilien (930 millions d'euros).

  Au 31 décembre 2019, 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 10 525 millions de real brésilien (2 325 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 176 millions d'euros au titre des garanties de bonne fin de construction et autres ;
- Les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 917 millions d'euros.

  Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent pour l'essentiel :
  - des engagements de mise de fonds (capital/dette subordonnée) à hauteur de 101 millions d'euros. Ces engagements ne concernent que des sociétés portant des projets en phase de construction,
  - des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 200 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de 6 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 266 millions d'euros,
  - des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 350 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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.

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 réalisées au cours de l'exercice 2019

Dans le cadre de la présentation de sa stratégie 2019-2021, le Groupe a annoncé, le 28 février 2019, un programme de cession d'actifs de 6 milliards d'euros visant notamment à poursuivre sa transformation.

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice 2019 sur l'endettement financier net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO [(1)], sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession de la participation dans la société Glow – Thaïlande	2 591	2 466
Cession de centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas	213	106
Autres opérations de cession individuellement non significatives	606	522
TOTAL	**3 410**	**3 094**

Les cessions complémentaires en cours de finalisation au 31 décembre 2019 sont présentées dans la Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés».

4.1.1 Cession de la participation d'ENGIE dans la société Glow (Thaïlande)

Le 14 mars 2019, le Groupe a finalisé la cession de sa participation de 69,1% dans Glow à Global Power Synergy Public Company Ltd. (GPSC), après avoir reçu, le 8 mars 2019, l'approbation officielle de la Commission de Régulation de l'Energie thaïlandaise. Cette transaction fait suite à un premier contrat signé entre ENGIE et GPSC en juin 2018.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités depuis le 1er janvier 2019 se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 2 466 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 1 580 millions d'euros au 31 décembre 2019, dont 143 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (écarts de conversion pour 351 millions d'euros et couvertures pour -208 millions d'euros).

4.1.2 Cession de la participation d'ENGIE dans des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas

Le 29 novembre 2019, le Groupe a finalisé la cession au fonds d'investissement international spécialisé dans l'énergie Riverstone Holdings LLC, des centrales de Farge, Zolling et Wilhelmshaven en Allemagne et de Rotterdam aux Pays-Bas, et dont la capacité totale installée est de 2 345 MW.

Cette transaction se traduit par une réduction de l'endettement financier net d'ENGIE de 106 millions d'euros au 31 décembre 2019 (et 84 millions d'euros à percevoir en 2020). Le résultat de cession avant impôts s'établit à -26 millions d'euros au 31 décembre 2019 après un ajustement de valeur de -121 millions d'euros principalement imputé sur les *goodwill*.

(1) Develop, Build, Share and Operate, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, dont les cessions sont enregistrées en déduction des CAPEX, et au sein du Résultat opérationnel courant.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

4.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2019, 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 468 et 92 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	378	2 661
Autres actifs	90	1 137
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**468**	**3 798**
Dettes financières	26	1 019
Autres passifs	65	1 111
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**92**	**2 130**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2018 relatifs à la participation du Groupe dans la société Glow (Thaïlande), aux parcs solaires en exploitation de la société Langa en France et à des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique ont été cédés au cours de l'exercice 2019 (*cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»*).

Les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2019 se rapportent à des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et à des actifs de production de gaz vert en exploitation en France. La finalisation de ces transactions est attendue au premier semestre 2020. Compte tenu des plus-values de cession attendues, aucun ajustement de valeur n'a été comptabilisé.

4.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2019

4.3.1 Acquisition d'une participation de 58,5% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) au Brésil

Début avril 2019, le consortium, composé d'ENGIE (32,5%), d'ENGIE Brasil Energia (32,5%) et de la Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) (35%), a remporté la procédure d'appel d'offres engagée par Petrobras et portant sur l'acquisition d'une participation de 90% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).

ENGIE détient ainsi, directement et indirectement, une participation de 58,5% dans TAG, résultant en un intérêt net du Groupe dans TAG à hauteur de 49,3%. Les autres actionnaires de TAG sont la CDPQ, qui détient 31,5% de son capital, ainsi que Petrobras qui conserve une participation de 10%.

Le prix d'acquisition s'élève à 8,6 milliards de dollars, financé à hauteur de 5,3 milliards de dollars par dette externe au niveau du consortium, et à hauteur de 2,4 milliards de dollars par les actionnaires. L'impact de l'acquisition sur la dette nette du Groupe a été de 1,6 milliard d'euros (y compris frais d'acquisition).

La finalisation de l'opération est intervenue le 13 juin 2019.

TAG est le plus grand propriétaire de réseau de transport de gaz naturel du Brésil, un pays clé pour la stratégie récemment présentée d'ENGIE, et dont les actifs apporteront au Groupe des bénéfices contractuellement stables. Les actifs de TAG comportent 4 500 kilomètres de gazoducs, soit 47% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays.

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget et du plan à moyen terme, les investissements, l'exploitation et la maintenance, etc., sont prises à une majorité nécessitant l'accord d'ENGIE et de la CDPQ. En conséquence, cette participation est consolidée par mise en équivalence.

4.3.2 Autres opérations réalisées au cours de l'exercice 2019

Diverses acquisitions et prises de participations ont également été réalisées au cours de l'exercice 2019, notamment avec les acquisitions de la société OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co opérant dans le domaine des installations et des services de ventilation en Allemagne, de l'activité de maintenance nucléaire de SUEZ (ex-SRA SAVAC), de la société Vol-V Biomasse présente sur l'ensemble de la chaîne de valeur du biométhane, de TIKO dans le développement de systèmes intelligents de gestion de l'énergie pour le marché résidentiel, de la prise de contrôle de Cofely BESIX Facility Management (CBFM) et de la société de services énergétiques Conti en Amérique du Nord.

Ces différentes acquisitions ont un impact sur l'endettement financier net de 1,6 milliard d'euros.

Par ailleurs, le Groupe, et ses partenaires de consortium Crédit Agricole Assurances et Mirova (une filiale de Natixis Investment Managers), ont annoncé, le 19 décembre 2019, avoir remporté un appel d'offres lancé par EDP pour l'acquisition du deuxième plus grand portefeuille hydroélectrique du Portugal. ENGIE détient 40% du consortium, tandis que Crédit Agricole Assurances et Mirova, via des fonds gérés, en détiennent respectivement 35% et 25%. L'impact sur la dette nette d'ENGIE devrait s'élever à environ 650 millions d'euros. La participation sera consolidée par mise en équivalence. Le *closing* de la transaction est attendu dans le courant du second semestre 2020.

Enfin, ENGIE a aussi annoncé l'acquisition de Renvico, société active dans le domaine des énergies renouvelables et spécialisée dans la gestion de parcs éoliens. Le closing de la transaction est attendu en 2020.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. Les données comparables au 31 décembre 2018 présentées ci-dessous n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (*cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»* [1]).

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. 2019	31 déc. 2018 [1]
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT Y COMPRIS MTM OPÉRATIONNEL ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 300**	**4 903**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	426	223
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 497	3 882
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	51	79
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	93	149
EBITDA	**10 366**	**9 236**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

5.2 Résultat opérationnel courant (ROC)

La réconciliation entre Résultat opérationnel courant (ROC) 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. 2019	31 déc. 2018 [1]
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT Y COMPRIS MTM OPÉRATIONNEL ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 300**	**4 903**
(-) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	426	223
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 726**	**5 126**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

À compter de 2020 la composition du ROC sera homogénéisée avec celle de l'EBITDA pour exclure, en adéquation avec les politiques comptables d'ENGIE, la quote-part du résultat net non récurrent des entreprises mises en équivalence (-93 millions d'euros en 2019 et -149 millions d'euros en 2018), soit un ROC ainsi retraité de 5 819 millions d'euros et 5 275 millions d'euros au 31 décembre 2019 et 2018 respectivement.

5.3 Résultat net récurrent part du Groupe

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.

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- l'ensemble des agrégats compris 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» (RAO) à savoir les rubriques de «Pertes de valeur», «Restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 9 «Autres éléments du résultat des activités opérationnelles» ;
- le MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel ;
- les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes réglées sur dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés nettes de l'extourne de la juste valeur de ces dérivés débouclés par anticipation, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IFRS 9 – *Instruments financiers*, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;
- les effets impôts relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.

(1) Les données comparables y compris l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16 sont présentées dans la Section 1 de ce rapport financier annuel 2019.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019	31 déc. 2018 [1]
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**984**	**1 033**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**-**	**1 045**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**984**	**(12)**
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		664	572
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**1 649**	**560**
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 «RAO»		**1 623**	**2 258**
Pertes de valeur	*9.1*	*1 770*	*1 798*
Restructurations	*9.2*	*218*	*162*
Effets de périmètre	*9.3*	*(1 604)*	*150*
Autres éléments non récurrents	*9.4*	*1 240*	*147*
Autres éléments retraités		**154**	**430**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*8.1*	*426*	*223*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*10*	*3*	*3*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*10*	*(6)*	*(7)*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*10*	*223*	*183*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*10*	*(115)*	*26*
Autres effets impôts retraités		*(470)*	*(147)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*93*	*149*
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**3 426**	**3 248**
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		743	790
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**2 683**	**2 458**
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		-	(33)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**2 683**	**2 425**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019	31 déc. 2018 [1]
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	58 996	55 635
(+) *Goodwill*	18 665	17 809
(-) *Goodwill* Gaz de France – SUEZ et International Power [2]	(7 650)	(7 610)
(+) Créances IFRIC 4, IFRS 16 et IFRIC 12	1 737	1 550
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	9 216	7 846
(-) Goodwill International Power [2]	*(154)*	*(151)*
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	15 180	15 613
(-) Appels de marge [2] [3]	*(2 023)*	*(1 669)*
(+) Stocks	3 617	4 158
(+) Actifs de contrats	7 831	7 411
(+) Autres actifs courants et non courants	10 601	9 811
(+) Impôts différés	(3 771)	(4 349)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres [2]	*(571)*	*(247)*
(-) Provisions	(25 115)	(21 813)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) [2]	*3 507*	*2 637*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(19 109)	(19 759)
(+) Appels de marge [2] [3]	*1 996*	*1 681*
(-) Passifs de contrats	(4 330)	(3 634)
(-) Autres passifs courants et non courants	(14 298)	(13 507)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**54 325**	**51 412**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.
(3) Les appels de marges 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. 2019	31 déc. 2018 [1]
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 863	8 464
Impôt décaissé	(575)	(757)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 110)	149
Intérêts reçus d'actifs financiers	28	26
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	67	52
Intérêts financiers versés	(780)	(727)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	82	79
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(135)	(289)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	*135*	*303*
***CASH FLOW* DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**7 574**	**7 300**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

5.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

La réconciliation entre les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et les rubriques de l'état des flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
Investissements corporels et incorporels	6 524	6 202
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	864	983
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*229*	*83*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 746	338
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	595	283
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	532	251
(+) Autres	*8*	*11*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	12	18
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	-	-
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [2]	(468)	(526)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**10 042**	**7 643**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés») mais intègre désormais l'impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO.
(2) Develop, Build, Share & Operate.

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. 2019	31 déc. 2018 [1]
(+) Emprunts à long terme	16.2 & 16.3	30 002	26 434
(+) Emprunts à court terme	16.2 & 16.3	8 543	5 745
(+) Instruments financiers passifs	16.4	15 575	14 295
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*(15 350)*	*(13 970)*
(-) Autres actifs financiers	16.1	(9 568)	(8 483)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		4 870	3 844
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		*1 297*	*1 107*
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		*1 899*	*1 551*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	16.1	(10 519)	(8 700)
(-) Instruments financiers actifs	16.4	(14 272)	(13 372)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*13 443*	*12 652*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**25 919**	**21 102**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**16**	**25 919**	**21 102**
Paiements futurs minimaux au titre des locations simples [2]			2 087
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	19	7 611	6 170
Provisions pour démantèlement des installations	19	7 329	6 081
Provisions pour reconstitution de sites	19	237	222
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	20	2 427	1 970
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(93)*	*60*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	20	(160)	(167)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	20	5 001	4 293
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(3 080)*	*(2 572)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(1 635)	(1 374)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*759*	*601*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium et créance Electrabel envers EDF Belgium	16 & 24	(3 236)	(2 884)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**41 078**	**35 590**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) À compter du 1er janvier 2019 les engagements relatifs aux dettes de location sont directement inclus dans l'endettement financier net suite à l'application de la norme IFRS 16.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 6 Information sectorielle

6.1 Renforcement de l'organisation d'ENGIE

Au cours du premier semestre 2019, ENGIE a partagé son ambition de devenir le leader mondial de la transition zéro carbone de ses clients et, pour accélérer la mise en œuvre de sa stratégie, annoncé le renforcement de son organisation.

Le Groupe maintient son organisation actuelle décentralisée reposant sur ses 24 *Business Units* (BU) essentiellement géographiques afin de rester au plus près de ses clients et de promouvoir l'esprit d'initiative, et la renforce par la création de quatre *Global Business Lines* (GBL) : Solutions Clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique.

Ces GBL ont vocation à soutenir les équipes locales et la performance transverse en proposant une stratégie inter-BU pour leur activité, en participant à la hiérarchisation de l'allocation des ressources entre les BU, en identifiant et en pilotant les principaux programmes transversaux numériques et d'excellence, en identifiant et en mettant en place les partenariats mondiaux et en soutenant, mesurant et présentant la performance globale des activités. À ces GBL Solutions Clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique, s'ajoutent les activités de l'approvisionnement et du nucléaire pour constituer les six grandes familles d'activités du Groupe, ou *Business Lines* (BL).

L'organisation désormais matricielle du Groupe repose sur un axe primaire constitué des BU et un axe secondaire constitué des BL.

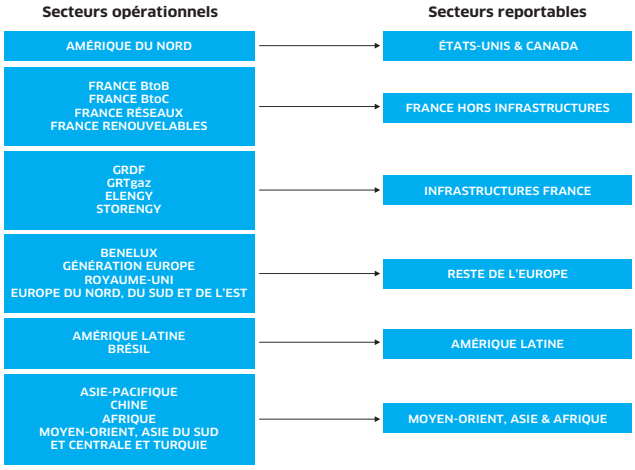
6.2 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

6.2.1 Définition des secteurs reportables

Conformément aux dispositions d'IFRS 8, la définition des secteurs opérationnels et reportables du Groupe a été revue à l'aune des évolutions de son organisation ainsi que des modifications profondes des portefeuilles d'activité des BU à l'issue du plan de transformation 2016-2018.

Chacune des BU du Groupe correspond à un «secteur opérationnel» dont les performances opérationnelles et financières sont régulièrement revues par le Comité Exécutif du Groupe qui demeure le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8. Le Groupe a procédé à de nouveaux regroupements des 24 BU et présente désormais une information sectorielle organisée autour de sept secteurs reportables reflétant les zones géographiques de l'activité du Groupe :

- un secteur reportable correspondant à un secteur opérationnel : États-Unis & Canada ;
- cinq secteurs reportables correspondant à des regroupements de secteurs opérationnels ;
- Par ailleurs l'ensemble «Autres» comprend des secteurs opérationnels ne pouvant être regroupés (Global Energy Management, Tractebel, GTT, Hydrogène) ainsi que les activités d'Entreprises et Collectivités du fait de la spécificité de leurs métiers et de leurs marchés ou de leur profil de risque particulier ainsi que les activités holdings et *corporate*.



Pour effectuer ces analyses et aboutir aux regroupements de secteurs opérationnels présentés ci-avant, le Groupe a exercé son jugement afin de déterminer si deux ou plusieurs secteurs opérationnels pouvaient être regroupés au sein d'un même secteur reportable. Les principaux paramètres qui ont été examinés afin d'apprécier la similitude des caractéristiques économiques sont les suivants :

- nature des activités et services ;
- environnement réglementaire ;
- environnements économiques dans lesquels opèrent les activités concernées (maturité du marché, perspectives de croissance, risques politiques…) ;
- profils de risques des activités ;
- positionnement de ces activités dans la stratégie et le nouveau business model du Groupe.

Les jugements exercés par le Groupe qui ont conduit à effectuer les cinq regroupements mentionnés dans le schéma ci-dessus sont les suivants :

- les secteurs opérationnels France BtoB, France BtoC, France Réseaux et France Énergie Renouvelables, regroupent au sein du secteur reportable France hors Infrastructures les activités françaises dans l'aval des métiers de l'énergie (prestations de services, distribution et commercialisation directe de gaz et d'électricité aux clients BtoB, BtoT et BtoC), et la production d'énergies renouvelables de plus en plus décentralisée. Il s'agit d'activités non régulées et complémentaires qui s'appuient sur un maillage territorial fort et visent notamment à développer un ensemble d'offres combinées à destination des clients locaux : offres de services à l'énergie, de moyens de production décentralisée et de contrats de fourniture de gaz et d'électricité combinés. Ces BU opèrent par ailleurs dans l'environnement de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) ;
- les secteurs opérationnels GRDF, GRTgaz, Storengy et Elengy portent les activités d'infrastructures de gaz en Europe (distribution, transport, stockage et terminaux méthaniers) ont été regroupés dans le secteur reportable Infrastructures France, s'agissant d'activités régulées présentant des profils de risques et de marges similaires ;

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- les secteurs opérationnels Benelux, Génération Europe, Royaume-Uni et Europe du Nord, du Sud et de l'Est ont été regroupés au sein du secteur reportable Reste de l'Europe car ces BU, qui représentent l'ensemble des activités du Groupe dans le domaine de l'énergie en Europe hors de France, comprennent des mix d'activités similaires (de la production à la fourniture d'énergie, en passant par la commercialisation et les services à l'énergie) évoluant dans des marchés de l'énergie matures et en phase de transformation dans le cadre de la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des solutions clients ;
- les secteurs opérationnels Amérique Latine et Brésil ont été regroupés au sein du secteur reportable Amérique Latine car ces deux secteurs présentent des perspectives de croissance similaires, avec une part importante de leur chiffre d'affaires générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme ;
- les secteurs opérationnels Asie-Pacifique, Chine, Afrique et Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie ont été regroupés au sein du secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique car ces régions ont en commun d'afficher d'importants besoins en matière de production d'énergie ; elles représentent à ce titre des perspectives de croissance importantes pour le Groupe dans les métiers de l'énergie et de services à l'énergie, et évoluent dans des marchés portés par la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des solutions clients.

6.2.2 Description des secteurs reportables

- **France hors Infrastructures :** regroupe les activités de (i) la BU France BtoB : services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures, (ii) la BU France BtoC : commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels, (iii) la BU France Renouvelables : développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France, (iv) de la BU France Réseaux qui conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie (réseaux de chaud et froid).
- **Infrastructures France :** regroupe les BU GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy, sociétés d'infrastructures françaises qui exploitent des réseaux et installations de transport, de stockage et de distribution de gaz naturel ainsi que des terminaux méthaniers, essentiellement en France ; elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.
- **Reste de l'Europe :** regroupe les activités de (i) la BU Benelux (activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg : production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de capacités de production renouvelables, commercialisation de gaz naturel et d'électricité et activités de services à l'énergie), (ii) la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, (iii) la BU Royaume-Uni (gestion des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable et du portefeuille de distribution, fourniture de services et de solutions énergétiques…), ainsi que de (iv) la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est (commercialisation de gaz naturel et d'électricité et de services et solutions énergétiques associés, exploitation d'actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, gestion d'infrastructures de distribution).
- **Amérique Latine :** regroupe les activités de (i) la BU Brésil et (ii) la BU Amérique Latine (Argentine, Chili, Mexique et Pérou). Les filiales concernées interviennent sur les métiers de production centralisée d'électricité y compris d'origine renouvelable, les métiers de la chaîne du gaz (y compris infrastructures) et les services à l'énergie.
- **États-Unis & Canada :** comprend les activités de production d'électricité, de services à l'énergie, et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, Canada et Porto Rico.
- **Moyen-Orient, Asie & Afrique :** regroupe les activités de (i) la BU Asie-Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour et Indonésie), (ii) la BU Chine, (iii) la BU Afrique (principalement Maroc et Afrique du Sud) et (iv) la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan). Dans cet ensemble, le Groupe est à la fois présent sur des activités de production et commercialisation d'électricité, les métiers de distribution et de commercialisation de gaz, les services à l'énergie ainsi que le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.
- **Autres :** englobe les activités de (i) la BU GEM qui a pour mission de gérer et optimiser, pour le compte des BU qui détiennent les actifs de production d'électricité, les portefeuilles d'actifs physiques et contractuels du Groupe (hors infrastructures gazières) notamment sur le marché européen, de vendre de l'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux et de proposer à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie, (ii) la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), (iii) la BU GTT (spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du gaz naturel liquéfié), (iv) la BU Hydrogène (conception de solutions énergétiques zéro carbone à base d'hydrogène renouvelable), ainsi que (v) les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, Entreprises et collectivités (E&C) et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Les principales relations commerciales entre secteurs reportables sont les suivantes :

- relations entre le secteur reportable «Infrastructures France» et les utilisateurs de ces infrastructures à savoir le secteur reportable «France hors Infrastructures» et «Autres» (GEM, E&C) : les prestations relatives à l'utilisation d'infrastructures gazières du Groupe en France sont facturées sur base de tarifs (ou revenus) régulés applicables à tous les utilisateurs. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de GRDF demeurent positionnés dans le secteur «Infrastructures France» ;
- relations entre le secteur reportable «Autres» (GEM) et les secteurs reportables «France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe» : GEM gère les contrats d'approvisionnement en gaz naturel du Groupe et vend la molécule de gaz à prix de marché aux entités commercialisatrices logées dans les secteurs reportables «France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe». En ce qui concerne l'électricité, GEM gère et optimise le parc de production et les portefeuilles de vente pour le compte des entités porteuses d'actifs de production et prélève, au titre de ces prestations, un pourcentage de la marge énergie réalisée. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de production d'électricité (déduction faite de la rémunération prélevée par GEM) sont positionnés dans les secteurs portant les actifs de production («France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe») ;
- relations entre le secteur opérationnel «Génération Europe» au sein du secteur reportable «Reste de l'Europe» et les entités commercialisatrices du secteur reportable «France hors Infrastructures» : une partie de la production des actifs thermiques de la BU «Génération Europe» est vendue auprès des entités commercialisatrices de ces secteurs sur base d'un prix de marché.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.2.3 Indicateurs clés par secteur reportable [1]

Conformément à IFRS 8, l'information sectorielle comparative au 31 décembre 2018 a été retraitée afin de présenter cette information selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe depuis le 1er janvier 2019.

En revanche, elle n'a pas été retraitée du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (*cf.* Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés») conformément aux dispositions de transition de cette norme applicable à compter du 1er janvier 2019.

CHIFFRE D'AFFAIRES

	31 déc. 2019 [1]			31 déc. 2018 [1]		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
France hors Infrastructures	15 854	334	16 188	14 998	188	15 186
Infrastructures France	5 569	979	6 548	5 450	1 125	6 575
Total France	*21 423*	*1 313*	*22 736*	*20 448*	*1 312*	*21 760*
Reste de l'Europe	17 270	1 488	18 758	16 946	1 770	18 716
Amérique Latine	5 341	1	5 342	4 639	-	4 639
États-Unis & Canada	4 545	1	4 547	3 355	62	3 417
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 914	-	2 914	4 014	4	4 018
Autres	8 565	5 995	14 560	7 565	6 332	13 897
Élimination des transactions internes		(8 798)	(8 798)		(9 481)	(9 481)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**60 058**	**-**	**60 058**	**56 967**	**-**	**56 967**

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
France hors Infrastructures	1 672	1 670
Infrastructures France	3 539	3 499
Total France	*5 211*	*5 168*
Reste de l'Europe	1 750	973
Amérique Latine	2 221	1 775
États-Unis & Canada	291	224
Moyen-Orient, Asie & Afrique	727	1 122
Autres	166	(27)
TOTAL EBITDA [2]	**10 366**	**9 236**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) L'EBITDA au 31 décembre 2019 intègre l'effet de la norme IFRS 16 (annulation des loyers) de l'ordre de 0,4 milliard d'euros.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
France hors Infrastructures	(761)	(628)
Infrastructures France	(1 581)	(1 479)
Total France	*(2 343)*	*(2 106)*
Reste de l'Europe	(1 041)	(928)
Amérique Latine	(523)	(416)
États-Unis & Canada	(127)	(72)
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(102)	(134)
Autres	(360)	(225)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(4 497)**	**(3 882)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(1) Les données comparables y compris l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16 sont présentées dans la Section 1 de ce Rapport d'activité et États financiers consolidés annuels 2019.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
France hors Infrastructures	17	1
Infrastructures France	3	12
Total France	*20*	*13*
Reste de l'Europe	55	89
Amérique Latine	8	(25)
États-Unis & Canada	60	75
Moyen-Orient, Asie & Afrique	246	166
Autres	111	42
Dont quote-part de résultat de SUEZ	*113*	*55*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**500**	**361**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 255 millions d'euros et 245 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 88 millions d'euros et 273 millions d'euros au 31 décembre 2018).

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
France hors Infrastructures	903	1 035
Infrastructures France	1 957	2 016
Total France	*2 861*	*3 051*
Reste de l'Europe	684	37
Amérique Latine	1 694	1 355
États-Unis & Canada	159	151
Moyen-Orient, Asie & Afrique	559	893
Autres	(231)	(362)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 726**	**5 126**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
France hors Infrastructures	7 143	6 306
Infrastructures France	20 172	19 802
Total France	*27 315*	*26 107*
Reste de l'Europe	1 797	3 563
Amérique Latine	11 462	9 897
États-Unis & Canada	3 717	2 494
Moyen-Orient, Asie & Afrique	3 633	3 553
Autres	6 401	5 796
Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ	*2 027*	*2 018*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**54 325**	**51 412**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
France hors Infrastructures	1 019	853
Infrastructures France	1 745	1 619
Total France	*2 764*	*2 472*
Reste de l'Europe	1 439	1 430
Amérique Latine	2 499	1 758
États-Unis & Canada	1 380	918
Moyen-Orient, Asie & Afrique	453	616
Autres	1 506	449
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**10 042**	**7 643**

6.3 Information par *Business Line*

6.3.1 Définition des *Business Lines*

- **Solutions Clients :** englobe (hors clients BtoC) les activités de prestations de services, unitaires ou regroupés, par exemple, design, conception, ingénierie, travaux, exploitation, installation, maintenance et *facility management* ainsi que les activités de gestion d'actifs, comme par exemple les réseaux de chaud et de froid, d'actifs de production d'énergie dédiés (énergie décentralisée – production livrée directement chez le client). Elle inclut également notre participation dans le groupe SUEZ.
- **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 en Europe et Amérique Latine ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe, en Asie et sur le continent américain, (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, projets de géothermie, *energy as a service*…).
- **Renouvelables :** regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction et l'exploitation 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, la géothermie et le biogaz principalement. 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.
- **Thermique :** regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz, le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. 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. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.
- **Nucléaire :** englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de production de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) et des droits de tirage en France.
- **Approvisionnement :** englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux, qu'ils soient professionnels ou particuliers. Elle regroupe également l'ensemble des activités de Services à destination des clients résidentiels.

Par ailleurs l'ensemble **Autres** regroupe les activités (i) de gestion et d'optimisation de l'énergie (ii) de la BU GTT, (iii) et des activités de *corporate* et de *holdings.*

6.3.2 Indicateurs clés par *Business Line*

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Solutions Clients	1 835	1 511
Infrastructures	4 024	3 975
Renouvelables	1 725	1 575
Thermique	1 765	2 025
Nucléaire	192	(555)
Approvisionnement	639	764
Autres	186	(58)
TOTAL EBITDA	**10 366**	**9 236**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Solutions Clients	1 090	982
Infrastructures	2 327	2 399
Renouvelables	1 190	1 105
Thermique	1 260	1 455
Nucléaire	(314)	(1 051)
Approvisionnement	345	537
Autres	(172)	(302)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 726**	**5 126**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Solutions Clients	1 621	1 537
Infrastructures	3 446	1 814
Renouvelables	2 488	1 986
Thermique	517	813
Nucléaire	636	750
Approvisionnement	457	454
Autres	876	289
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**10 042**	**7 643**

6.4 Indicateurs clés par zone géographique

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 (1)		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (2)
France	24 223	23 661	31 831	30 543
Belgique	5 894	5 098	(6 026)	(3 254)
Autres Union européenne	14 631	14 196	8 363	7 188
Autres pays d'Europe	989	815	490	386
Amérique du Nord	5 273	3 838	4 419	2 881
Asie, Moyen-Orient et Océanie	3 867	4 776	3 355	3 337
Amérique du Sud	4 759	4 197	10 920	9 515
Afrique	422	385	971	816
TOTAL	**60 058**	**56 967**	**54 325**	**51 412**

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 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, «*facility management*» et autres services

  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.

  Les prestations de «*facility management*» comprennent généralement la gestion et l'intégration d'un grand nombre de services de natures différentes, externalisés par un client. La rémunération du fournisseur est soit fixe, soit fonction du nombre d'heures ou d'un autre indicateur, sans faire la distinction par nature de services.

  Dès lors, le revenu est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés ou des heures prestées.

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 les revenus des locations et des concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles.

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, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2019 [1]
France hors Infrastructures	3 207	4 160	144	8 338	5	15 854
Infrastructures France	64	1	5 265	218	22	5 569
Total France	*3 271*	*4 160*	*5 409*	*8 556*	*27*	*21 423*
Reste de l'Europe	3 147	6 403	331	7 323	66	17 270
Amérique Latine	559	3 840	351	457	134	5 341
États-Unis & Canada	465	2 734	2	1 342	3	4 545
Moyen-Orient, Asie & Afrique	446	1 293	21	1 053	101	2 914
Autres	3 464	3 303	130	1 050	619	8 565
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**11 351**	**21 732**	**6 244**	**19 781**	**949**	**60 058**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2018 [1]
France hors Infrastructures	3 164	4 040	105	7 684	5	14 998
Infrastructures France	155	-	5 092	200	3	5 450
Total France	*3 318*	*4 040*	*5 197*	*7 885*	*9*	*20 448*
Reste de l'Europe	3 237	6 398	410	6 845	55	16 946
Amérique Latine	461	3 522	322	197	138	4 639
États-Unis & Canada	592	1 858	-	900	5	3 355
Moyen-Orient, Asie & Afrique	452	2 605	31	806	121	4 014
Autres	3 835	2 231	117	908	473	7 565
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**11 895**	**20 654**	**6 077**	**17 540**	**801**	**56 967**

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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 service 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 approche matricielle 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. Une approche individuelle est applicable aux grands clients et aux autres grandes contreparties, dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 17 «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. 2019	31 déc. 2018
Créances commerciales et autres débiteurs	15 180	15 613
Dont IFRS 15	*7 385*	*7 552*
Dont non-IFRS 15	*7 795*	*8 060*
Actifs de contrats	7 831	7 411
Produits à recevoir et factures à établir	*6 783*	*6 377*
Gaz et électricité en compteur [1] [2]	*1 048*	*1 034*

(1) Soit 1,7% du chiffre d'affaires annuel.
(2) Net d'acompte.

Au 31 décembre 2019, les secteurs enregistrant le plus d'actifs de contrats sont la France hors Infrastructures (2 884 millions d'euros, principalement sur la France BtoB et BtoC), le Reste de l'Europe (2 708 millions d'euros, principalement sur le Benelux, l'Allemagne et le Royaume-Uni) et Autres (1 017 millions d'euros, principalement sur la BU GEM).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
En millions d'euros	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	16 277	(1 097)	15 180	16 689	(1 076)	15 613
Actifs de contrats	7 848	(17)	7 831	7 419	(8)	7 411
TOTAL	**24 125**	**(1 114)**	**23 011**	**24 108**	**(1 085)**	**23 023**

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 allocations 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, 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. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé 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 de volumes et de prix moyens retenues.

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 fera également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2019, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 3 275 millions d'euros (contre 3 108 millions d'euros au 31 décembre 2018).

7.2.2 Passifs de contrats

	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	45	4 286	4 330	36	3 598	3 634
Avances et acomptes reçus	*11*	*2 190*	*2 201*	*-*	*1 713*	*1 713*
Produits constatés d'avance	*34*	*2 096*	*2 129*	*36*	*1 885*	*1 921*

Au 31 décembre 2019, les secteurs enregistrant le plus de chiffre d'affaires constaté à l'avancement, engendrant ainsi des décalages entre les paiements et la réalisation des prestations sont la France hors Infrastructures (2 382 millions d'euros, principalement chez France BtoB et BtoC) et le Reste de l'Europe (1 295 millions d'euros principalement au Benelux, Allemagne et Royaume-Uni).

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 2019 s'élève à 16 792 millions d'euros et concerne essentiellement les BU Royaume-Uni (7 441 millions d'euros) et France BtoB (5 052 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, maintenance et Facility Management pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement. Les BU Benelux, Tractebel Engineering et Europe du Nord, du sud et de l'Est ont également du chiffre d'affaires à percevoir dans les trois prochaines années sur des opérations de performance réalisées à l'avancement.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 ou dont l'actif sous-jacent est de faible valeur), les charges de concessions… ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

8.1 Achats

En millions d'euros	31 déc. 2019 (1)	31 déc. 2018 (1) (2)
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading (3)	(29 340)	(28 431)
Achats de services et autres (4)	(10 609)	(10 229)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(39 950)**	**(38 660)**

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(3) Dont une charge nette au 31 décembre 2019 de 426 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre une charge nette de 223 millions d'euros au 31 décembre 2018).

(4) Dont 258 millions d'euros de charges de location relatives à des contrats à court terme et contrats portant sur des actifs de faible valeur comptabilisées selon IFRS 16 au 31 décembre 2019 (contre 828 millions d'euros au 31 décembre 2018 comptabilisées selon IAS 17).

8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Avantages à court terme		(10 933)	(9 998)
Paiements fondés sur des actions	21	(56)	(86)
Charges liées aux plans à prestations définies	20.3.4	(368)	(407)
Charges liées aux plans à cotisations définies	20.4	(121)	(133)
CHARGES DE PERSONNEL		**(11 478)**	**(10 624)**

8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Dotations aux amortissements	14 & 15	(4 497)	(3 882)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(104)	-
Variation nette des provisions	19	208	296
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(4 393)**	**(3 586)**

Au 31 décembre 2019, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 943 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 554 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 des modèles «*Develop, Build, Share & Operate*» (DBSO) ou «*Develop, Share, Build & Operate*» (DSBO), utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui sont enregistrés en Résultat opérationnel courant ;
- les «Autres éléments non récurrents» : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants.

9.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Pertes de valeur :			
Goodwill	13.1	(116)	(14)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	14 & 15	(1 735)	(1 609)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	(209)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS		**(1 851)**	**(1 831)**
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		61	33
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		20	-
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR		**81**	**33**
TOTAL		**(1 770)**	**(1 798)**

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2019 s'élèvent à 1 770 millions d'euros. Elles concernent les immobilisations corporelles ainsi que le *goodwill*. Compte tenu des effets 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 2019 s'établit à 1 579 millions d'euros.

Les tests de perte de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 13.3.

9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2019

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2019 s'élèvent à 1 770 millions d'euros et portent essentiellement sur :

- Actifs nucléaires en Belgique

  Consécutivement à la poursuite des investissements de jouvence des centrales prolongées à 50 ans et à l'augmentation des actifs de démantèlement liés à la révision des provisions pour démantèlement (*cf. Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»*) la valeur comptable des installations de production nucléaire a crû significativement en 2019 dans un contexte de tassement des prix. Compte tenu des pertes de valeur déjà constatées par le passé (*cf. Note 10.2.1 des états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2018*), cette appréciation des actifs nucléaires a fait l'objet d'un test de valeur en distinguant les unités nucléaires ne disposant plus d'option de prolongation de durée de vie de celles pouvant éventuellement être prolongées au-delà de 2025.

  Dans ce contexte, le Groupe a mis à jour ses prévisions en cohérence avec le planning de maintenance des unités nucléaires revu pour les trois prochaines années et avec l'adaptation de leurs modalités de gestion à l'approche de leur fin de vie. Le Groupe a reconnu des pertes de valeur sur les unités non prolongeables pour un montant total de 1 023 millions d'euros au 31 décembre 2019 dont 639 millions d'euros au titre des actifs de démantèlement reconnus en contrepartie de la hausse des provisions pour démantèlement des installations nucléaires.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- Autres pertes de valeur

  Les autres pertes de valeur comptabilisées par le Groupe portent principalement sur :

  - des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine pour 165 millions d'euros, suite aux engagements d'arrêt anticipé de ces unités ;
  - la décision de mise sous cocon d'un actif de production d'électricité d'origine thermique au Moyen-Orient pour 135 millions d'euros, dans un contexte économique défavorable ;
  - l'actif incorporel relatif à la valeur du portefeuille clients France BtoC pour 111 millions d'euros, la valeur de cet actif étant affectée par la loi votée en 2019 actant la fin des tarifs de vente réglementés en 2023 ;
  - l'ajustement de valeur de plusieurs centrales charbon en Allemagne et aux Pays-Bas dans le contexte de leur cession (*cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»*), pour 148 millions d'euros principalement imputés sur l'intégralité du *goodwill* alloué aux actifs cédés pour 108 millions d'euros.

9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2018

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2018 s'élevaient à 1 798 millions d'euros et concernaient principalement :

- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe (646 millions d'euros), notamment liées au durcissement attendu du cadre régulatoire pour les centrales charbon ;
- des actifs nucléaires en Belgique (615 millions d'euros) dans un contexte de non-prolongation de la durée de vie des unités nucléaires ;
- d'autres pertes de valeur relatives à une participation dans le secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique (209 millions d'euros), des sites d'infrastructures gazières en Europe (87 millions d'euros) et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine (71 millions d'euros).

Compte tenu des effets 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 2018 s'établissait à 1 540 millions d'euros.

9.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 218 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 162 millions d'euros au 31 décembre 2018) comprennent essentiellement en 2019 et 2018 des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique, à des arrêts d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites et divers autres coûts de restructurations.

9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2019, les effets de périmètre s'élèvent à 1 604 millions d'euros et comprennent principalement un résultat de 1 580 millions d'euros relatif à la cession de Glow dont 143 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (écarts de conversion pour 351 millions d'euros et couvertures pour -208 millions d'euros).

Au 31 décembre 2018, les effets de périmètre s'élevaient à -150 millions d'euros et comprenaient principalement un résultat de -87 millions d'euros relatif à la cession de la centrale thermique Loy Yang B en Australie essentiellement au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global et un résultat de -27 millions d'euros sur la cession des activités GNL aux États-Unis.

9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2019, d'un montant total de -1 240 millions d'euros comprennent essentiellement l'impact non récurrent de la révision des provisions nucléaires (aval du cycle) et autres charges diverses pour -1 166 millions d'euros.

Au 31 décembre 2018, les autres éléments non récurrents d'un montant total de -147 millions d'euros comprenaient essentiellement des mises au rebut, coûts accessoires à des fermetures de sites et autres charges diverses.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 10 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2019	Charges	Produits	31 déc. 2018 [1]
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	*(894)*	*-*	*(894)*	*(828)*	*-*	*(828)*
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	*-*	*30*	*30*	*-*	*4*	*4*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*(3)*	*-*	*(3)*	*(3)*	*-*	*(3)*
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	*-*	*84*	*84*	*-*	*81*	*81*
Coûts d'emprunts capitalisés	*106*	*-*	*106*	*134*	*-*	*134*
Coût de la dette	**(790)**	**114**	**(676)**	**(697)**	**85**	**(611)**
Coût des dettes de location [2]	**(48)**	**-**	**(48)**	**(16)**	**-**	**(16)**
Soultes décaissées lors du débouclage de swaps	*(62)*	*-*	*(62)*	*(108)*	*-*	*(108)*
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	*-*	*62*	*62*	*-*	*102*	*102*
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	*-*	*6*	*6*	*-*	*13*	*13*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	**(62)**	**68**	**6**	**(108)**	**115**	**7**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	*(121)*	*-*	*(121)*	*(112)*	*-*	*(112)*
Désactualisation des autres provisions à long terme	*(566)*	*-*	*(566)*	*(538)*	*-*	*(538)*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	*(223)*	*-*	*(223)*	*(185)*	*-*	*(185)*
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*(34)*	*212*	*179*	*(84)*	*73*	*(11)*
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	*-*	*169*	*169*	*-*	*111*	*111*
Autres	*(457)*	*350*	*(107)*	*(241)*	*216*	*(25)*
Autres produits et charges financiers	**(1 400)**	**731**	**(669)**	**(1 161)**	**400**	**(761)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 300)**	**913**	**(1 387)**	**(1 981)**	**600**	**(1 381)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Au 31 décembre 2018, le coût des dettes de location correspond aux intérêts relatifs aux dettes de location-financement précédemment présentés en «Coût de la dette nette».

L'augmentation du coût de la dette nette s'explique notamment par l'augmentation de la dette au Brésil en lien avec l'acquisition de TAG (*cf. Note 4.3.1 «Acquisition d'une participation de 58,5% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) au Brésil»*) par rapport à fin décembre 2018 partiellement compensée par les effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisés par le Groupe (*cf. Note 16.3.3 «Instruments financiers – Description des principaux événements de la période»*).

Au 31 décembre 2019, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'élève à 2,70% contre 2,68% au 31 décembre 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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'impôts différés 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 640 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 704 millions d'euros en 2018). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Impôt exigible	(761)	(712)
Impôt différé	121	9
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(640)**	**(704)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019	31 déc. 2018 [1]
Résultat net	**1 649**	**1 629**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	500	361
Résultat après impôt des activités non poursuivies	-	1 069
Impôt sur les bénéfices	(640)	(704)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**1 790**	**903**
Dont sociétés françaises intégrées	*285*	*1 434*
Dont sociétés étrangères intégrées	*1 505*	*(531)*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	34,4%	34,4%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	**(616)**	**(311)**
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	215	42
Différences permanentes [2]	(23)	(72)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [3]	533	123
Compléments d'impôt [4]	(123)	(74)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [5]	(867)	(968)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [6]	212	370
Effet des changements de taux d'impôt [7]	(55)	54
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [8]	101	185
Autres [9]	(16)	(53)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**(640)**	**(704)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées, la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides ainsi que les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en 2018 en France.
(3) 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.
(4) Comprend notamment 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, les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.
(5) 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.
(6) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.
(7) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé en France.
(8) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt.
(9) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019	31 déc. 2018 (1)
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	572	302
Engagements de retraite et assimilés	28	2
Provisions non déductibles	(137)	(77)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(93)	(141)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	(1 360)	845
Autres	(36)	38
TOTAL	**(1 028)**	**969**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(239)	(249)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/IFRS 9)	1 661	(751)
Autres	(273)	116
TOTAL	**1 149**	**(884)**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**121**	**85**
Dont activités poursuivies	*121*	*9*

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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. 2019	31 déc. 2018
Instruments de capitaux propres et de dettes	(2)	(1)
Écarts actuariels	256	68
Couverture d'investissement net	12	(14)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	218	71
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	10	(10)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**494**	**114**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	81	(20)
Activités non poursuivies	-	(81)
TOTAL	**575**	**13**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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'impôts différés, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
AU 31 DÉCEMBRE 2018 (1)	**1 066**	**(5 415)**	**(4 349)**
IFRS 16 (*cf. Note 1*)	-	4	4
AU 1er JANVIER 2019 Y COMPRIS IFRS 16	**1 066**	**(5 410)**	**(4 345)**
Effet du résultat de la période	(1 028)	1 149	121
Effet des autres éléments du résultat global	482	38	520
Effet de périmètre	(86)	29	(57)
Effet de change	10	(27)	(17)
Autres effets	(115)	121	7
Effet de présentation nette par entité fiscale	531	(531)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**860**	**(4 631)**	**(3 771)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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'impôts différés)

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. 2019	31 déc. 2018 (1)
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 118	1 765
Engagements de retraite	1 635	1 374
Provisions non déductibles	268	371
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	763	787
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	2 199	3 398
Autres	518	545
TOTAL	**7 502**	**8 239**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(8 953)	(8 773)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	(1 700)	(3 343)
Autres	(620)	(472)
TOTAL	**(11 273)**	**(12 588)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(3 772)**	**(4 349)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

11.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2019, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 3 836 millions d'euros (contre 3 216 millions d'euros au 31 décembre 2018). 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 et au Luxembourg) ou limitée à neuf ou six ans aux Pays-Bas selon l'année de réalisation des pertes. Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu entièrement ou partiellement à la comptabilisation d'actifs d'impôts différés 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 929 millions d'euros en 2019 contre 1 364 millions d'euros en 2018.

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 (*cf. Note 18.2.1 «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.

Numérateur (en millions d'euros)	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Résultat net part du Groupe	**984**	**1 033**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*984*	*(12)*
Rémunération des titres super-subordonnés	(165)	(145)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**820**	**889**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*820*	*(156)*
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	**820**	**889**
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 413**	**2 396**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	12	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 425**	**2 407**
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	**0,34**	**0,37**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action	*0,34*	*(0,07)*
Résultat net part du Groupe par action dilué	**0,34**	**0,37**
Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*0,34*	*(0,06)*

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018, n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 13 Goodwill

Principes comptables

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.

Risque de perte de valeur

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. 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 à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à la valeur recouvrable de cette UGT. Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 13.3.

Les pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat.

Indices de perte de valeur sur un *goodwill*

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.

13.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**17 809**
Pertes de valeur	(116)
Variations de périmètre et Autres	876
Écarts de conversion	96
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**18 665**

La variation de la période provient principalement (i) d'effets liés aux variations de périmètre résultant principalement de la comptabilisation de *goodwills* dégagés respectivement sur les acquisitions de Powerlines Group GmbH (160 millions d'euros), d'OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co (137 millions d'euros), de Compañía Americana de Multiservicios (78 millions d'euros), du groupe Houat chez CN'Air (77 millions d'euros) et Pierre Guerin (69 millions d'euros), et de (ii) la comptabilisation d'une perte de valeur de 108 millions d'euros au titre de la cession des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

13.2 Informations sur les UGT *goodwill*

Le tableau ci-dessous présente le montant du *goodwill* des UGT «significatives» au 31 décembre 2019 :

En millions d'euros	Secteur reportable	31 déc. 2019
UGT SIGNIFICATIVES		
Benelux	Reste de l'Europe	4 260
GRDF	Infrastructures France	4 009
France Renouvelables	France hors Infrastructures	1 194
Royaume-Uni	Reste de l'Europe	1 115
AUTRES UGT IMPORTANTES		
France BtoB	France hors Infrastructures	1 052
France BtoC	France hors Infrastructures	1 046
Amérique du Nord	États-Unis & Canada	986
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Reste de l'Europe	818
GRTgaz	Infrastructures France	614
Génération Europe	Reste de l'Europe	521
AUTRES UGT		**3 051**
TOTAL		**18 665**

13.3 Tests de pertes de valeur des UGT *goodwill*

Toutes les UGT *goodwill* font l'objet d'un test de pertes de valeur réalisé sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 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.

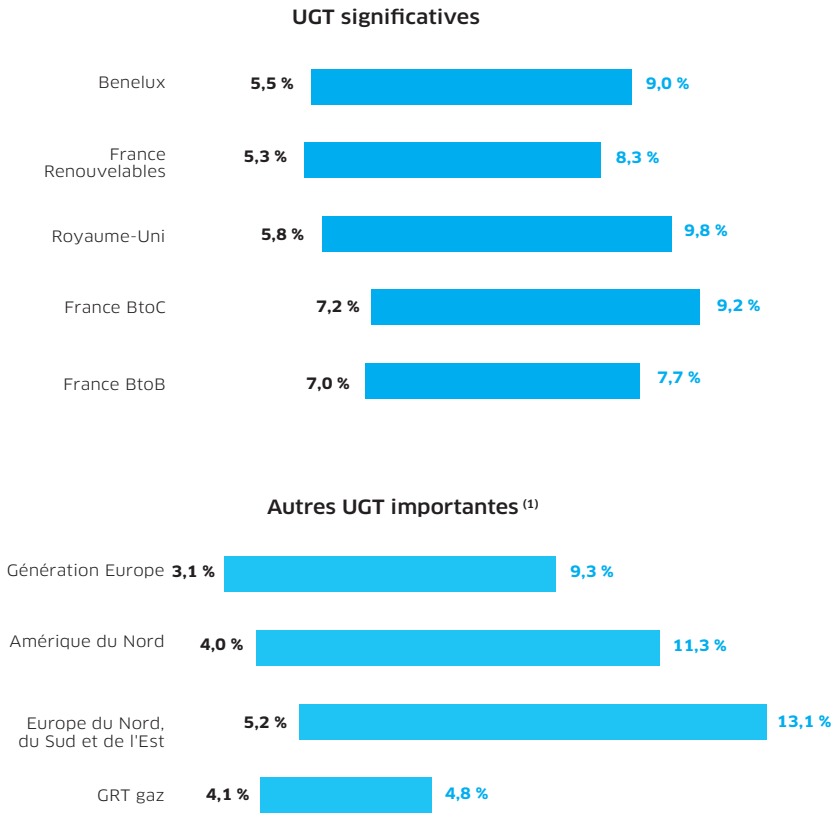
Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2023-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en décembre 2019 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 ;
- 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 neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le «pacte vert pour l'Europe» présenté en décembre 2019. 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, marchés, pays et devises liés à chaque UGT *goodwill* examinée. Les taux d'actualisation retenus sont cohérents avec les sources externes d'informations disponibles. Les taux après impôts retenus en 2019 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 3,1% et 13,1% (entre 3,7% et 11,3% en 2018). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés ci-après :



(1) Les méthodes de valorisation utilisées correspondent au DCF (actualisation des flux futurs de trésorerie ou *Discounted Cash Flows method)* et au DDM (actualisation des dividendes ou *Discounted Dividend Model).*

13.3.1 UGT significatives

Cette section présente la méthode de détermination de la valeur d'utilité, les hypothèses clés sous-tendant la valorisation, ainsi que les analyses de sensibilité concernant les tests de pertes de valeur des UGT *goodwill* significatives du Groupe au 31 décembre 2019.

13.3.1.1 UGT Benelux

Le montant du *goodwill* affecté à cette UGT est de 4 260 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Benelux regroupe les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg (i) de production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de champs éoliens, (ii) de commercialisation de gaz naturel et d'électricité et (iii) d'activités de services à l'énergie, ainsi que les droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France.

Présentation des hypothèses clés du test de pertes de valeur

Les prévisions de flux de trésorerie de cette UGT reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix à long terme des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande d'électricité et de gaz, l'évolution des prix de l'électricité, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre régulatoire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires (1)
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée d'utilité de 50 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 3 et Tihange 2, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée de 40 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 4 et Tihange 3, prolongation de l'exploitation de ce parc sur une période de 20 ans.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.
Activités de commercialisation et de services à l'énergie	Projection des flux de trésorerie sur la durée du plan d'affaires à moyen terme puis application d'une valeur de sortie sur le flux de trésorerie normatif avec un taux de croissance long terme de 1,9%.

(1) Hypothèses identiques à celles au 31 décembre 2018.

Les hypothèses les plus structurantes concernant le cadre régulatoire belge portent sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge.

Le test de pertes de valeur intègre la prolongation de 10 ans jusqu'en 2025 des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de leur prolongation et les nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire applicables aux réacteurs de seconde génération (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) jusqu'à leur 40e année d'exploitation, telles que définies dans la loi adoptée le 29 décembre 2016.

Par ailleurs, le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40e année d'exploitation ont été réaffirmés par la loi du 18 juin 2015, et par le pacte énergétique approuvé par le gouvernement le 30 mars 2018. Ce pacte est complété par une stratégie énergétique fédérale articulée autour de quatre objectifs concernant la sécurité d'approvisionnement, l'impact sur le climat, l'impact sur les prix de l'énergie et la sécurité des installations. Un comité de monitoring est mis en place pour apprécier l'atteinte de ces objectifs, et fera, le cas échéant, des recommandations aux instances politiques pour procéder à des mesures correctives.

Cependant, compte tenu (i) de la prolongation des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 au-delà de 40 ans, (ii) de la part importante de la production nucléaire dans le mix énergétique belge, (iii) de l'absence de plan industriel suffisamment détaillé et attractif pour inciter les acteurs de l'énergie à investir dans des capacités thermiques de substitution et (iv) des objectifs de réduction des émissions de CO_2, le Groupe considère qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. En conséquence, le Groupe retient dans son calcul de la valeur d'utilité une hypothèse de prolongation de 20 ans de la moitié de son parc d'unités de seconde génération, tout en tenant compte d'un mécanisme de contribution nucléaire au profit de l'État belge. Si les circonstances décrites ci-dessus devaient évoluer dans le futur, le Groupe pourrait être amené à adapter ses scénarios industriels en conséquence.

En France, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a autorisé la réalisation d'une quatrième visite décennale pour la centrale nucléaire de Tricastin, permettant ainsi une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation de ces réacteurs. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années de ses contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires de Tricastin et Chooz B qui arrivent à échéance respectivement en 2021 et 2037. Cette hypothèse de prolongation était déjà considérée en 2018, le Groupe considérant, en cohérence avec son scénario de référence sur l'évolution du mix énergétique français, qu'une extension de la durée d'exploitation de ces réacteurs constituait le scénario le plus crédible et le plus probable.

Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2019, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* est supérieure à sa valeur nette comptable. Le Groupe a par ailleurs comptabilisé des pertes de valeur sur des unités nucléaires pour un montant de 1 022 millions d'euros (*cf. Note 9.1 «Pertes de valeur»*), dont 638 millions d'euros au titre des actifs de démantèlement des unités non prolongeables reconnus suite à la révision triennale des provisions nucléaires (*cf. Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»*).

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 0,5 milliard d'euros. Inversement, l'augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh, aurait un impact positif sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 54% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 57% sur ce calcul.

Différentes configurations transformantes ont été examinées concernant la production d'énergie nucléaire en Belgique :

- la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille en 2025 à l'issue des 50 années d'exploitation de Tihange 1, Doel 1, Doel 2 et des 40 années d'exploitation des unités de seconde génération aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test ; la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 1,5 milliard d'euros ;
- en cas de prolongation de 10 ans de la durée de la moitié du parc des réacteurs de seconde génération, suivie de la disparition de toute composante nucléaire, la valeur recouvrable deviendrait inférieure à la valeur comptable et le risque de dépréciation s'élèverait alors à 0,6 milliard d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

13.3.1.2 UGT GRDF

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT GRDF regroupe les activités régulées de distribution de gaz naturel en France.

La valeur terminale retenue dans le calcul de la valeur d'utilité correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2025. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée à un taux égal au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 6» qui entrera en vigueur à partir du 1er juillet 2020 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements acceptés par la CRE dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 5.

Compte tenu du caractère régulé des activités regroupées au sein de l'UGT GRDF, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

13.3.1.3 UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 194 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT France Renouvelables regroupe les activités de développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France (hydraulique, éolien, photovoltaïque).

La détermination de la valeur terminale pour le calcul de la valeur d'utilité a été réalisée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution post-horizon liquide des prix de vente de l'électricité.

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, ainsi que sur les modalités d'une éventuelle prolongation.

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.

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique aurait un impact négatif de 73% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable de l'UGT demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10 €/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 71% sur ce calcul.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 48% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 65% sur ce calcul.

Une absence de renouvellement de la concession hydroélectrique de la Compagnie Nationale du Rhône au-delà de 2023 aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test ; la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 1,3 milliard d'euros.

13.3.1.4 UGT Royaume-Uni

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 115 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Royaume-Uni regroupe les activités (i) de production d'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, éolienne et solaire), (ii) de commercialisation de gaz et d'électricité et (iii) de services auprès des clients particuliers et professionnels au Royaume-Uni.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période 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 sur l'horizon post-liquide.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 52% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 40% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les actifs de production électrique aurait un impact négatif de 21% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 21% sur ce calcul.

13.3.2 Autres UGT importantes

13.3.2.1 UGT Amérique du Nord

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 986 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Amérique du Nord regroupe principalement :

- au Canada : les activités (i) de production d'électricité d'origines renouvelables (éoliennes et biomasse) et (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels ;
- aux États-Unis : les activités de (i) commercialisation de gaz et d'électricité, (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels et (iii) production d'électricité d'origine thermique ;
- à Porto Rico : un investissement dans EcoElectrica, un ensemble industriel clé dans l'économie de Porto Rico (*cf.* Note 3.2 «Participations dans les coentreprises») – Nota : En dépit de la situation financière difficile de Porto Rico, le Groupe ne dispose pas au 31 décembre 2019 d'informations le conduisant à modifier ses hypothèses d'évaluation de sa quote-part dans ces actifs.

Les activités de production d'énergie électrique d'origine éolienne et solaire acquises en 2018 aux États-Unis constituent une UGT *goodwill* indépendante.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités de services et de commercialisation d'énergie sur la base de multiples d'EBITDA.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des marges captées sur l'horizon post-liquide.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif sur ce calcul.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Une diminution de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 18% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 18% sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de services aurait un impact négatif de 8% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 8% sur ce calcul.

13.3.2.2 UGT Génération Europe

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 521 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Génération Europe regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2020 et plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de trois ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution post-horizon liquide du prix du CO2, des combustibles et de l'électricité.

Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2019, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Génération Europe est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 15% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 18% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact négatif de 24%, sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 24% sur ce calcul.

13.3.2.3 Autres UGT *goodwill* importantes

Les autres UGT *goodwill* importantes présentent des marges importantes entre leur valeur recouvrable et leur valeur nette comptable au 31 décembre 2019.

13.4 Répartition sectorielle

La répartition par secteur reportable de la valeur comptable des *goodwill* s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	3 705
Infrastructures France	5 006
Reste de l'Europe	6 713
Amérique Latine	820
États-Unis & Canada	1 103
Moyen-Orient, Asie & Afrique	741
Autres	576
TOTAL	**18 665**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 14 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	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	50

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur annuel.

Risque de perte de valeur

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.

Indices de perte de valeur

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 principaux indices de perte de valeur externes et internes sont présentés en Note 13 «*Goodwill*».

Pertes de valeur

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou 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.

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des UGT dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

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.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat

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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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.

14.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2018 [1]	**3 753**	**2 719**	**11 000**	**17 472**
IFRS 16 (*cf. Note 1*)	(12)	-	-	(12)
Au 1er janvier 2019 y compris IFRS 16	**3 741**	**2 719**	**11 000**	**17 460**
Acquisitions	152	-	1 120	1 271
Cessions	(13)	(17)	(135)	(165)
Écarts de conversion	(3)	-	36	33
Variations de périmètre	(26)	-	5	(21)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	2	2
Autres variations	(14)	160	(43)	103
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**3 838**	**2 862**	**11 984**	**18 684**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2018 [1]	**(1 550)**	**(2 087)**	**(7 117)**	**(10 754)**
IFRS 16 (*cf. Note 1*)	5	-	-	5
Au 1er janvier 2019 y compris IFRS 16	**(1 545)**	**(2 087)**	**(7 117)**	**(10 749)**
Dotations aux amortissements	(138)	(65)	(741)	(943)
Pertes de valeur	(14)	-	(128)	(142)
Cessions	12	17	62	91
Écarts de conversion	1	-	(20)	(19)
Variations de périmètre	26	-	119	145
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	-	-
Autres variations	2	-	(31)	(29)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(1 656)**	**(2 135)**	**(7 855)**	**(11 646)**
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2018 [1]	**2 204**	**632**	**3 883**	**6 718**
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 182**	**727**	**4 129**	**7 038**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

En 2019 l'augmentation nette du poste «Immobilisations incorporelles» s'explique essentiellement par des investissements pour un total de 1 271 millions d'euros, partiellement compensés par des amortissements pour un total de 943 millions d'euros. La variation de périmètre totale de 124 millions d'euros est relative principalement aux acquisitions de la société OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co pour 26 millions d'euros, de la société de services énergétiques Conti en Amérique du Nord pour 34 millions d'euros et la société Certinergy pour 51 millions d'euros.

14.1.1 Pertes de valeur

Les pertes de valeur concernent principalement la relation clients BtoC en France suite à l'adoption de la loi actant la fin des tarifs réglementés de vente et la hausse du taux d'attrition du portefeuille pour 111 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

14.1.2 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 dans le cadre 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 actifs 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 de capacités de production virtuelle (VPP – *Virtual Power Plant*) en Italie.

14.1.3 Autres

Au 31 décembre 2019, ce poste comprend principalement 1 218 millions d'euros de logiciels et licences, 636 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 2 007 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.

14.2 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 frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 189 millions d'euros pour l'exercice 2019, dont 23 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 15 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

Jusqu'au 31 décembre 2018, seuls les contrats de location-financement au sens d'IAS 17 – *Contrats de location* étaient, lorsque le Groupe est preneur, comptabilisés à l'actif du bilan. Un contrat de location était qualifié de contrat de location-financement lorsque la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif étaient transférés au preneur.

Comme indiqué dans la Note 1.1.1 «Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2019», le Groupe applique, depuis le 1er janvier 2019, la norme IFRS 16 – *Contrats de location* pour la comptabilisation des contrats de location dans lesquels il est preneur.

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 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Gaz coussin

Le gaz «coussin», injecté 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 (*cf. Note 24.2 «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
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. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à compter de leur date de mise en service, à l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

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 de ce dernier. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que celles des immobilisations corporelles mentionnées ci-dessus.

Risque de perte de valeur

Voir Note 14 «Immobilisations incorporelles».

Indices de perte de valeur

Voir Note 13 «*Goodwill*».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

15.1 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 2018 (1)	**671**	**5 676**	**81 615**	**419**	**2 444**	**5 469**	**-**	**1 015**	**97 309**
IFRS 16 (*cf. Note 1*)	-	(230)	(1 161)	(2)	-	-	3 402	223	2 233
Au 1er janvier 2019 y compris IFRS 16	**670**	**5 446**	**80 455**	**417**	**2 444**	**5 469**	**3 402**	**1 239**	**99 541**
Acquisitions /Augmentations	6	26	596	55	1 124	4 801	539	102	7 250
Cessions	(18)	(61)	(371)	(19)	-	(18)	(78)	(47)	(611)
Écarts de conversion	1	29	73	1	1	51	22	7	186
Variations de périmètre	2	(308)	(3 924)	17	(56)	(41)	(43)	21	(4 332)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(2)	-	(100)	-	-	(276)	-	-	(378)
Autres variations	38	357	5 129	(4)	(17)	(5 815)	40	94	(178)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**698**	**5 490**	**81 857**	**467**	**3 496**	**4 172**	**3 882**	**1 417**	**101 478**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR									
Au 31 décembre 2018 (1)	**(130)**	**(3 175)**	**(42 270)**	**(290)**	**(1 418)**	**(367)**	**-**	**(742)**	**(48 392)**
IFRS 16 (*cf. Note 1*)	-	83	222	-	-	-	(356)	(33)	(85)
Au 1er janvier 2019 y compris IFRS 16	**(130)**	**(3 092)**	**(42 049)**	**(289)**	**(1 418)**	**(367)**	**(356)**	**(775)**	**(48 476)**
Dotations aux amortissements	(8)	(124)	(2 630)	(49)	(161)	-	(468)	(114)	(3 554)
Pertes de valeur	(2)	(12)	(729)	(1)	(662)	(35)	(91)	(1)	(1 532)
Cessions	3	53	273	16	-	2	65	42	455
Écarts de conversion	-	(3)	(49)	(1)	(1)	-	(3)	(1)	(58)
Variations de périmètre	2	302	3 077	(5)	38	1	7	(8)	3 414
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	7	-	-	-	-	-	7
Autres variations	-	(119)	377	9	(19)	43	(22)	(44)	225
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(134)**	**(2 995)**	**(41 722)**	**(320)**	**(2 223)**	**(357)**	**(868)**	**(901)**	**(49 520)**
VALEUR NETTE COMPTABLE									
Au 31 décembre 2018 (1)	**541**	**2 501**	**39 345**	**129**	**1 026**	**5 102**	**-**	**273**	**48 917**
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**564**	**2 495**	**40 135**	**147**	**1 273**	**3 815**	**3 014**	**515**	**51 958**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En 2019, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 5 587 millions d'euros concernent principalement des constructions et des développements de champs éoliens et solaires aux États-Unis, en Amérique Latine et en Inde, ainsi que des extensions de réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures France ;
- des variations de périmètre pour -918 millions d'euros résultant principalement d'opérations de DBSO [(1)] dans l'éolien et le solaire aux États-Unis (-234 millions d'euros), au Mexique (-137 millions d'euros) et en France (-195 millions d'euros), de la vente des parcs solaires en exploitation de la société Langa (-256 millions d'euros), et de la vente des centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas (-280 millions d'euros) partiellement compensées par l'acquisition d'un projet biométhane en France (+92 millions d'euros) ;
- des effets de change de 128 millions d'euros provenant essentiellement du dollar américain (+129 millions d'euros), de la livre sterling (+87 millions d'euros) et du réal brésilien (-75 millions d'euros) ;
- partiellement compensés par des dotations aux amortissements pour un total de -3 554 millions d'euros ;
- le classement en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» des parcs solaires au Mexique (-285 millions d'euros) et des actifs dans les énergies renouvelables en France (-87 millions d'euros) ;
- et des pertes de valeurs s'élevant à -1 532 millions d'euros portant essentiellement sur :
  - les actifs nucléaires non prolongeables en Belgique pour -1 022 millions d'euros (*cf. Note 9.1.1 «Pertes de valeur comptabilisées en 2019»*),
  - la cession de plusieurs centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas pour -148 millions d'euros (dont -108 millions d'euros imputés sur l'intégralité du *goodwill* alloué aux «actifs destinés à être cédés» et -40 millions d'euros sur les immobilisations),
  - des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine pour -165 millions d'euros suite aux engagements d'arrêt anticipé et de conversion de ces unités,
  - des turbines gaz vapeur dans le secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique dont la mise sous cocon est programmée suite au contexte économique défavorable pour -135 millions d'euros.

15.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 2 261 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 1 298 millions d'euros au 31 décembre 2018.

L'augmentation nette porte principalement sur les actifs thermiques et éoliens au Brésil pour 950 millions d'euros et sur les actifs renouvelables en France pour 46 millions d'euros.

15.3 Engagements contractuels d'acquisition 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 matériel 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 1 384 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 1 415 millions d'euros au 31 décembre 2018.

15.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 106 millions d'euros au titre de l'exercice 2019 contre 134 millions d'euros au titre de l'exercice 2018.

(1) Develop, Build, Share & Operate.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 16 Instruments financiers

16.1 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.

Lors de chaque clôture, les actifs financiers évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres (recyclable) font l'objet d'un test de dépréciation basé sur la méthode d'estimation des pertes de crédit attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions normatives 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. 2019			31 déc. 2018		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	16.1	7 022	2 546	9 567	6 193	2 290	8 483
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*921*	*-*	*921*	*742*	*-*	*742*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*377*	*-*	*377*	*365*	*-*	*365*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres (1)		*1 072*	*77*	*1 149*	*1 108*	*840*	*1 947*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*871*	*397*	*1 268*	*600*	*233*	*832*
Prêts et créances au coût amorti		*3 782*	*2 072*	*5 854*	*3 378*	*1 218*	*4 596*
Créances commerciales et autres débiteurs	7.2	-	15 180	15 180	-	15 613	15 613
Actifs de contrats	7.2	15	7 816	7 831	-	7 411	7 411
Trésorerie et équivalents de trésorerie (1)		-	10 519	10 519	-	8 700	8 700
Instruments financiers dérivés	16.4	4 137	10 134	14 272	2 693	10 679	13 372
TOTAL		**11 174**	**46 194**	**57 369**	**8 886**	**44 692**	**53 578**

(1) En 2019, le Groupe a modifié la présentation comptable de certains actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net afin de refléter la politique de gestion des placements et du risque de liquidité du Groupe et a procédé au reclassement de ces derniers en équivalents de trésorerie pour un montant de 619 millions d'euros au 31 décembre 2019. Cette modification est sans incidence sur l'endettement financier net.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.1.1 Autres actifs financiers

16.1.1.1 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 côtés et ceux non côtés, 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 2018	**742**	**365**	**1 107**
Acquisitions	226	170	396
Cessions	(111)	(24)	(135)
Variations de juste valeur	92	(23)	69
Variations de périmètre, change et divers	(28)	(112)	(140)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**921**	**377**	**1 297**
Dividendes	65	7	72

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 222 millions d'euros d'instruments cotés et 1 075 millions d'euros d'instruments non cotés. Ils comprennent principalement la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour un montant de 478 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.1.1.2 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 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.

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 2018	**1 025**	**922**	**525**	**307**	**2 779**
Acquisitions	647	10	430	197	1 284
Cessions	(617)	(306)	(269)	-	(1 193)
Variations de juste valeur	102	-	75	3	181
Variations de périmètre, change et divers [1]	(20)	(614)	-	-	(634)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**1 138**	**11**	**761**	**507**	**2 417**

(1) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»).

Les instruments de dette à la juste valeur comprennent au 31 décembre 2019 les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 1 846 millions d'euros et des instruments liquides venant en réduction l'endettement financier net pour 518 millions d'euros (respectivement 1 492 millions d'euros et 1 229 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.1.1.3 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 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 17 "Risques liés aux instruments financiers en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie".

	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées	2 293	172	2 465	1 498	121	1 619
Autres créances au coût amorti	302	1 697	1 998	675	940	1 614
Créances de concessions	588	65	653	544	68	612
Créances de location financement	599	138	738	661	89	750
TOTAL	**3 782**	**2 072**	**5 854**	**3 378**	**1 218**	**4 596**

Les prêts et créances au coût amorti comprennent notamment le prêt accordé à Neptune Energy dans le cadre de la cession des activités d'exploration-production d'un montant de 311 millions d'euros ainsi que le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 d'un nominal de 298 millions d'euros (avant prise en compte des intérêts capitalisés et de pertes de valeurs attendues) pour la première tranche et de 433 millions d'euros pour la seconde tranche.

Les dépréciations et pertes de valeur attendues sur prêts et créances au coût amorti s'élèvent à 139 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 319 millions d'euros au 31 décembre 2018) et comprennent notamment la dépréciation de la créance sur l'État argentin portant sur la concession d'Aguas Provinciales de Santa Fe, revenant à SUEZ (*cf. Note 25.4.1 "Concessions de Buenos Aires et Santa Fe"*) :

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 2019	233	(38)	4
Au 31 décembre 2018	263	(21)	(41)

Au 31 décembre 2019, comme au 31 décembre 2018, le Groupe n'a pas enregistré de variation significative des pertes de valeur attendues sur les prêts et créances au coût amorti.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Créances de location financement

Ces contrats relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats d'achat/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.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch – Pakistan) et Lanxess (Electrabel – Belgique).

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Paiements minimaux non actualisés	878	919
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	8	27
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	**886**	**946**
Produits financiers non acquis	**94**	**170**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**792**	**777**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*787*	*758*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*6*	*19*

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. 2019	31 déc. 2018
Au cours de la 1re année	118	182
De la 2e à la 5e année comprise	470	420
Au-delà de la 5e année	290	317
TOTAL	**878**	**919**

16.1.2 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».

16.1.3 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.

Les différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 10 519 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 8 700 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des «obligations vertes» (*cf. chapitre 5 du Document D'enregistrement Universel*) et non encore alloués à des projets éligibles.

Il comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 86 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 121 millions d'euros au 31 décembre 2018. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 63 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» au 31 décembre 2019 s'établit à 76 millions d'euros contre 73 millions d'euros en 2018.

16.1.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées

Comme indiqué dans la Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire», la loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, 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 la gestion des matières fissiles irradiées.

En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit. La partie des fonds qui ne fait pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est investie dans des actifs dédiés à la couverture des provisions.

Dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires par la Commission des Provisions Nucléaires *(cf. Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»)*, Electrabel a pris l'engagement de ne plus contracter de nouveau prêt au titre des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et de rembourser, d'ici 2025, l'intégralité des prêts contractés à ce titre.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Synatom investira donc au cours des 5 prochaines années dans des actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de gestion des matières fissiles irradiées, à due concurrence du montant des provisions correspondantes, soit environ 6 milliards d'euros de plus que les actifs dédiés à ces provisions au 31 décembre 2019, augmentés des dotations annuelles récurrentes liées à la désactualisation de ces provisions et aux quantités supplémentaires de combustibles consommées.

Les actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles sont soit des prêts à des personnes morales répondant aux critères de «qualité de crédit» imposés par la loi, soit placés dans des actifs extérieurs aux exploitants nucléaires dans le respect d'une suffisante diversification et répartition des investissements afin de minimiser le risque. Les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir font l'objet d'avis de la Commission des Provisions Nucléaires. Synatom s'est engagée en outre à développer une Direction investissements, à nommer deux administrateurs externes au sein de son Conseil d'Administration et à instaurer un comité d'audit.

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. 2019	31 déc. 2018
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	**467**	**512**
Prêt à Eso/Elia	453	454
Prêt à Ores Assets	-	40
Prêt à Sibelga	14	18
Autres prêts et créances au coût amorti	**85**	**163**
Instruments de dette – trésorerie soumise à restriction	85	163
Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**2 054**	**1 539**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	207	47
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 138	1 025
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	709	467
TOTAL	**2 606**	**2 214**

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie soumise à restriction des OPCVM sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que «Prêts et créances au coût amorti» ; les obligations et OPCVM détenus par Synatom sont présentés en instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres, instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres ou en instruments de dette à la juste valeur par résultat *(cf. Note 16.1 «Actifs financiers»)*.

16.1.5 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2019, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post-transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de la situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant une implication continue dans ces actifs financiers, sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

En 2019, le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'encours au 31 décembre 2019 s'élève à 944 millions d'euros.

16.1.6 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	4 471	3 447

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.2 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 2019 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2019			31 déc. 2018 (1)		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts		30 002	8 543	38 544	26 434	5 745	32 178
Fournisseurs et autres créanciers	16.2	-	19 109	19 109	-	19 759	19 759
Passifs de contrats	7.2	45	4 286	4 330	36	3 598	3 634
Instruments financiers dérivés	16.4	5 129	10 446	15 575	2 785	11 510	14 295
Autres passifs financiers		38	-	38	46	-	46
TOTAL		**35 213**	**42 383**	**77 596**	**29 301**	**40 612**	**69 913**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

16.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Fournisseurs	18 683	19 192
Dettes sur immobilisations	426	568
TOTAL	**19 109**	**19 759**

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

16.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 «Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.3 Endettement financier net

16.3.1 Endettement financier net par nature

	31 déc. 2019			31 déc. 2018 [1]		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts						
Emprunts obligataires	23 262	2 753	26 015	21 444	1 202	22 645
Emprunts bancaires	4 229	1 063	5 292	4 272	349	4 620
Titres négociables à court terme		3 233	3 233		2 894	2 894
Dettes de location [2]	1 935	578	2 512	262	118	380
Autres emprunts [3]	576	668	1 244	456	718	1 174
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		247	247		464	464
TOTAL EMPRUNTS	**30 002**	**8 543**	**38 544**	**26 434**	**5 745**	**32 178**
Autres actifs financiers						
Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [4]	(213)	(1 289)	(1 502)	(288)	(1 694)	(1 982)
Trésorerie et équivalents de trésorerie						
Trésorerie et équivalents de trésorerie [5]		(10 519)	(10 519)		(8 700)	(8 700)
Instruments financiers dérivés						
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [6]	(521)	(83)	(604)	(419)	24	(395)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**29 267**	**(3 348)**	**25 919**	**25 727**	**(4 625)**	**21 102**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) Au 31 décembre 2018, l'encours des dettes de location correspond aux dettes de location-financement.
(3) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur.
(4) Comprend notamment les actifs liés au financement, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif.
(5) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»). Ce reclassement est sans impact sur l'endettement financier net.
(6) 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 2019 à 38 893 millions d'euros pour une valeur comptable de 35 057 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 10 «Résultat financier».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

En millions d'euros	31 déc. 2018 (1)	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. 2019
Emprunts							
Emprunts obligataires	22 645	3 210	-	-	170	(10)	26 015
Emprunts bancaires	4 620	705	-	-	13	(46)	5 292
Titres négociables à court terme	2 894	317	-	-	22	-	3 233
Dettes de location (2)	380	(551)	-	-	9	2 674	2 512
Autres emprunts	1 174	133	-	66	19	(147)	1 244
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	464	(150)	-	-	(2)	(65)	247
TOTAL EMPRUNTS	**32 178**	**3 664**	**-**	**66**	**231**	**2 405**	**38 544**
Autres actifs financiers							
Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net (3)	(1 982)	(135)	-	(8)	2	620	(1 502)
Trésorerie et équivalents de trésorerie							
Trésorerie et équivalents de trésorerie (3)	(8 700)	-	(1 306)	-	(34)	(479)	(10 519)
Instruments financiers dérivés							
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	(395)	(75)	-	25	(155)	(5)	(604)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**21 102**	**3 454**	**(1 306)**	**83**	**45**	**2 542**	**25 919**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Dettes de location : le montant de 551 millions d'euros dans la colonne «Flux issus des activités de financement» correspond aux paiements des dettes de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à 590 millions d'euros dont 39 millions d'euros d'intérêts). Le montant dans la colonne «Variations de périmètre et Autres» provient principalement de la première application de la norme IFRS 16.

(3) Trésorerie d'équivalents de trésorerie : le montant dans la colonne «Variations de périmètre et Autres» provient principalement du reclassement de 619 millions d'euros d'actifs financiers de la rubrique d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.3.3 Description des principaux événements de la période

16.3.3.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours de l'année 2019, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 45 millions d'euros, dont +88 millions d'euros sur la dette en dollar américain et compensés par -36 millions d'euros sur le real brésilien et -20 millions d'euros sur la livre sterling.

Les variations de périmètre (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une augmentation nette de 78 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 3 094 millions d'euros, incluant notamment la cession de la participation dans la société Glow, de centrales à charbon aux Pays-Bas et en Allemagne ainsi que d'actifs détenus par la société Langa (*cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»*) ;
- du classement en «Actifs destinés à être cédés» des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et des actifs de production de gaz vert en exploitation en France (*cf. Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés»*) se traduisant par une diminution de l'endettement financier net de 26 millions d'euros ;
- des acquisitions réalisées en 2019 qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 3 198 millions d'euros portant principalement sur l'acquisition au Brésil d'une participation de 90% dans la société Transportadora Associada de Gás (TAG), en Amérique du Nord avec l'acquisition de Conti et en Allemagne avec l'acquisition de la société OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co (*cf. Note 4.3 «Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2019»*).

16.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2019 :

- le 21 juin 2019, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 1,5 milliard d'euros :
  - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 0,375% arrivant à échéance en juin 2027,
  - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 1,375% arrivant à échéance en juin 2039 ;
- le 4 septembre 2019, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 750 millions d'euros portant un coupon de 0% et arrivant à échéance en mars 2027 ;
- le 24 octobre 2019, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 1,5 milliard d'euros :
  - une tranche de 900 millions d'euros, émission obligataire verte, portant un coupon de 0,5% arrivant à échéance en octobre 2030,
  - une tranche de 600 millions d'euros portant un coupon de 1,25% arrivant à échéance en octobre 2041 ;
- ENGIE SA a procédé au remboursement de l'emprunt obligataire de 775 millions d'euros portant un coupon de 6,875% et arrivé à échéance le 24 janvier 2019 ;
- ENGIE SA a notifié le 5 décembre 2018 l'exercice de l'option annuelle de remboursement et reconnu en dette financière la tranche de 300 millions de livres sterling de titres super-subordonnés à durée indéterminée (soit un montant de 352 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 340 millions d'euros, portant un coupon de 4,625%. ENGIE SA a procédé au remboursement le 10 janvier 2019 ;
- ENGIE Brasil Energia a émis le 21 mai 2019 un emprunt obligataire pour un montant de 2 500 millions de real brésilien (547 millions d'euros) arrivant à échéance en novembre 2020 ;
- Le 15 juillet 2019, ENGIE Brasil Energia a procédé à un refinancement obligataire :
  - émission d'un emprunt obligataire composé de quatre tranches pour un montant de 1 596 millions de real brésilien (360 millions d'euros) : deux tranches pour un montant total de 952 millions de real brésilien arrivant à échéance en juillet 2026 et deux tranches pour un montant total de 644 millions de real brésilien arrivant à échéance en juillet 2029,
  - remboursement partiel de l'emprunt obligataire émis le 21 mai dernier pour un montant de 1 500 millions de real brésilien (338 millions d'euros) et arrivant à échéance en novembre 2020 ;
- ENGIE Brasil Energia a souscrit le 17 mai 2019 à trois emprunts bancaires d'un montant total de 252 millions d'euros arrivant à échéance en mai 2022 comprenant deux emprunts d'un montant total de 150 millions de dollars américains et un emprunt d'un montant de 534 millions de real brésilien.
- ENGIE Brasil Energia a souscrit le 26 novembre 2019 à des emprunts bancaires d'un montant total de 263 millions d'euros arrivant à échéance en décembre 2038 comprenant dix-huit emprunts d'un montant total de 1 197 millions de real brésilien.
- ENGIE Brasil Energia a souscrit le 30 novembre 2019 à un emprunt bancaire d'un montant total de 795 millions de real brésilien (176 millions d'euros) et arrivant à échéance en janvier 2036.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.4 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 (*cf. Note 17 «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.

Dérivés incorporés

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits «incorporés» sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat hybride comprenant également un contrat hôte non dérivé, qui a pour effet de faire varier certains des flux de trésorerie de l'instrument composé d'une manière similaire à un dérivé autonome.

Lorsqu'un contrat hybride comporte un contrat hôte qui est un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le Groupe applique les principes de présentation et d'évaluation décrits au paragraphe 17.1 à l'intégralité du contrat hybride.

À l'inverse, lorsque le contrat hybride comporte un contrat hôte qui n'est pas un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le dérivé incorporé doit être séparé du contrat hôte et être comptabilisé en tant que dérivé si et seulement si :

- les caractéristiques économiques et les risques que présente le dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques que présente le contrat hôte ;
- un instrument autonome qui comporterait les mêmes conditions que le dérivé incorporé entrerait dans la définition d'un dérivé ; et
- le contrat hybride n'est pas évalué à la juste valeur avec comptabilisation des variations de la juste valeur en résultat net (c'est-à-dire qu'un dérivé qui est incorporé dans un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net n'est pas séparé).

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

	31 déc. 2019						31 déc. 2018					
	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	705	124	829	183	41	225	678	42	720	259	66	325
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	2 484	9 993	12 476	3 011	10 360	13 371	1 409	10 608	12 018	1 311	11 405	12 716
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [(1)]	949	17	966	1 934	45	1 980	606	28	634	1 215	38	1 254
TOTAL	**4 137**	**10 134**	**14 272**	**5 129**	**10 446**	**15 575**	**2 693**	**10 679**	**13 372**	**2 785**	**11 510**	**14 295**

(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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.4.1 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. 2019				31 déc. 2018			
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	13 121	12 476	(7 704)	4 772	12 588	12 018	(8 409)	3 609
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 795	1 795	(399)	1 397	1 354	1 354	(384)	970
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(14 015)	(13 371)	9 872	(3 499)	(13 285)	(12 716)	10 449	(2 267)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 204)	(2 204)	899	(1 305)	(1 579)	(1 579)	601	(978)

(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.

(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatérals et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

6

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

16.5.1 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. 2019				31 déc. 2018			
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)	3 714	2 069	-	1 645	3 887	1 554	-	2 332
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*921*	*222*	*-*	*698*	*742*	*62*	*-*	*680*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*377*	*-*	*-*	*377*	*365*	*-*	*-*	*365*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*1 149*	*1 138*	*-*	*11*	*1 947*	*1 025*	*-*	*922*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*1 268*	*709*	*-*	*559*	*832*	*467*	*-*	*365*
Instruments financiers dérivés	14 272	8	12 993	1 270	13 372	38	12 912	422
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*829*	*-*	*829*	*-*	*720*	*-*	*720*	*-*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [(1)]	*3 521*	*-*	*2 928*	*593*	*2 075*	*-*	*2 036*	*39*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading [(1)]	*8 955*	*8*	*8 271*	*677*	*9 943*	*38*	*9 522*	*383*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*966*	*-*	*966*	*-*	*634*	*-*	*634*	*-*
TOTAL	**17 986**	**2 077**	**12 993**	**2 916**	**17 259**	**1 593**	**12 912**	**2 754**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 16.4 «Instruments financiers dérivés».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 2018	**680**	**922**	**365**	**365**	**2 332**
Acquisitions	43	10	170	231	455
Cessions	(73)	(306)	(24)	(42)	(446)
Variations de juste valeur	76	-	(23)	5	58
Variations de périmètre, change et divers [(1)]	(28)	(614)	(112)	-	(755)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**698**	**11**	**377**	**559**	**1 645**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					51

(1) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»).

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 2018	**(99)**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	178
Dénouements	(10)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	(29)
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**40**
Gains/(pertes) Day-One différés	49
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**89**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2019				31 déc. 2018			
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	6 510	-	6 510	-	5 358	-	5 358	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	32 382	22 763	9 620	-	28 293	19 028	9 265	-
Instruments financiers dérivés	15 575	102	14 292	1 181	14 295	26	13 764	505
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*225*	-	*225*	-	*325*	-	*325*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management (1)	*4 136*	-	*3 697*	*440*	*2 124*	-	*2 075*	*49*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading (1)	*9 234*	*102*	*8 391*	*741*	*10 592*	*26*	*10 110*	*456*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 980*	-	*1 980*	-	*1 254*	-	*1 254*	-
TOTAL	**54 468**	**22 865**	**30 422**	**1 181**	**47 946**	**19 054**	**28 387**	**505**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 16.4 «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 la 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 17 Risques liés aux instruments financiers

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 2 «Facteurs de risque» du Document d'Enregistrement Universel.

17.1 Risques de marché

17.1.1 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, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO_2 et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

17.1.1.1 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, charbon, vente d'énergies, stockage 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 *portfolio management* au 31 décembre 2019 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont 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 contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ (1)

		31 déc. 2019		31 déc. 2018	
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	40	234	60	-
Gaz naturel	+3 €/MWh	225	471	961	1
Électricité	+5 €/MWh	82	(47)	65	(26)
Charbon	+10 $US/ton	(2)	-	9	2
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	(89)	19	37	1
EUR/USD	+10%	(25)	(99)	67	(2)
EUR/GBP	+10%	33	-	87	-

(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.

La sensibilité des capitaux propres à la variation des prix du gaz et des produits pétroliers tient à l'application, depuis 2019, de la comptabilité de couverture de flux de trésorerie à certaines couvertures d'approvisionnements au sein des activités de commercialisation.

17.1.1.2 Activités de trading

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies pour des clients internes et externes ;
- au sein d'ENGIE SA au titre de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité et d'une partie de son portefeuille de contrats de ventes de gaz auprès des entités commercialisatrices en France et au Benelux et des centrales électriques en France et en Belgique.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 684 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 526 millions d'euros en 2018).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (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 de *trading* du Groupe.

VALUE AT RISK

En millions d'euros	31 déc. 2019	2019 moyenne (1)	Maximum 2019 (2)	Minimum 2019 (2)	2018 moyenne (1)
Activités de trading	12	14	26	6	10

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2019.

17.1.2 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 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. 2019				31 déc. 2018			
	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	2 484	1 037	(3 011)	(1 125)	1 409	666	(1 311)	(813)
Couverture de flux de trésorerie	*1 893*	*292*	*(1 953)*	*(557)*	*46*	*56*	*(61)*	*(129)*
Autres instruments financiers dérivés	*591*	*746*	*(1 058)*	*(568)*	*1 364*	*610*	*(1 249)*	*(684)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	8 955	-	(9 234)	-	9 943	-	(10 592)
TOTAL	**2 484**	**9 993**	**(3 011)**	**(10 360)**	**1 409**	**10 608**	**(1 311)**	**(11 405)**

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 des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

17.1.2.1 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. 2019				31 déc. 2018			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	1 814	235	(1 937)	(550)	20	15	(1)	(3)
Électricité	14	35	(9)	(5)	1	3	(44)	(120)
Charbon	-	1	(1)	-	7	3	-	-
Pétrole	51	-	-	-	-	-	-	-
Autres (1)	14	21	(6)	(2)	18	35	(16)	(6)
TOTAL	**1 893**	**292**	**(1 953)**	**(557)**	**46**	**56**	**(61)**	**(129)**

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Montants notionnels (nets) [1]

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

	Unité	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019
Gaz naturel	GWh	212 024	123 387	23 887	4 827	2 147	-	366 272
Électricité	GWh	(4 461)	(3 787)	(1 384)	-	-	-	(9 632)
Charbon	Milliers de tonnes	60	45	20	-	-	-	125
Produits pétroliers	Milliers de barils	-	(12 476)	(12 476)	(12 476)	(12 476)	-	(49 902)
Change	Millions d'euros	21	20	4	-	-	-	45
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	150	-	-	-	-	-	150

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

	31 déc. 2019				31 déc. 2018	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	2 184	(2 510)	(325)	4 967	(88)	(244)
TOTAL	**2 184**	**(2 510)**	**(325)**	**4 967**	**(88)**	**(244)**

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	4 967	(325)		(781)	-	-	Résultat des activités opérationnelles
	Éléments couverts			(744)				

(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 2019 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures.

MATURITÉ DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES DÉSIGNÉS COMME COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(266)	-	(26)	(18)	(16)	-	(326)	(88)

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 2018	**(71)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(781)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	-
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	1
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(837)**

17.1.2.2 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.

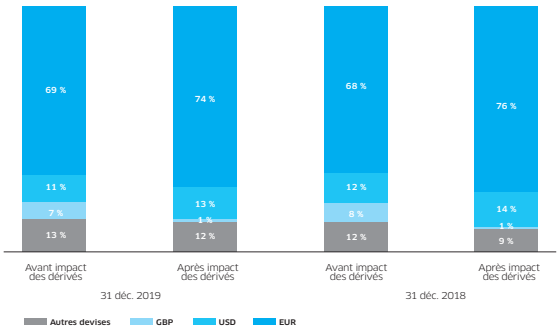
17.1.3 Risque de change

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, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

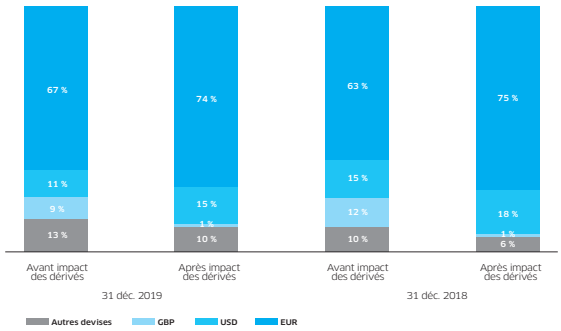
17.1.3.1 Instruments financiers par devise

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



Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.1.3.2 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 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. 2019		
		Impact sur le résultat	Impact sur les capitaux propres
En millions d'euros	+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]	(20)	20	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net [3]	NA	NA	216

(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.

17.1.4 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 la dette nette du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

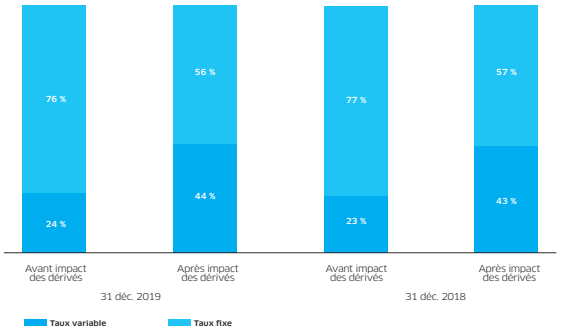
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2019, le Groupe dispose par ailleurs d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux d'intérêt à court terme en euros.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de précouvertures de taux d'intérêt à terme 2020 et 2021, sur des maturités respectives de 10 et 20/21 ans.

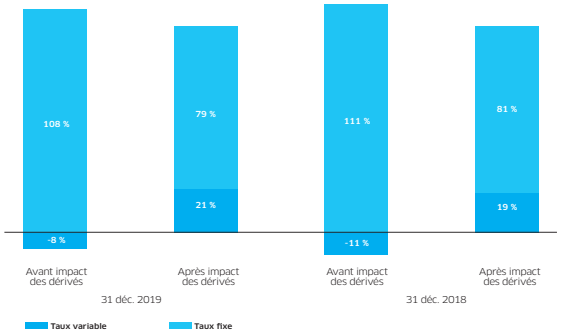
17.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

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



6

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.1.4.2 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 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.

	31 déc. 2019			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+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	(49)	48	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	78	(98)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	403	(513)

17.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

17.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe 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

  Le risque transactionnel lié aux opérations courantes désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations de change sur l'activité et les opérations financières libellées dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

  La gestion du risque transactionnel lié aux opérations courantes est intégralement déléguée à toutes les filiales pour leurs activités, tandis que les risques liés aux activités centrales sont gérés au niveau du siège.

  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». Les expositions sont suivies et gérées sur la base de la somme des flux de trésorerie nominaux en devises, y compris les montants hautement probables et les couvertures associées.

  Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes. Les expositions sont suivies sur la base de la somme nette des éléments FX inscrits au bilan.

- risque transactionnel lié aux projets

  Le risque transactionnel lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX sur des opérations majeures particulières, telles que des projets d'investissements, des acquisitions, des cessions et des projets de restructurations, mettant en jeu plusieurs devises.

  La gestion de ces risques FX comprend la définition et la mise en place de couvertures tenant compte de la probabilité de risque (y compris la probabilité de réalisation du projet) et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé. Le management a pour objectif de s'assurer de la viabilité et de la rentabilité des transactions.

- risque translationnel

  Le risque translationnel désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX pour les entités consolidées dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro, et concerne la conversion de leurs résultats et de leurs actifs nets.

  Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

  La pertinence de la couverture de ce risque translationnel 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 recourt essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- 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

17.1.5.2 Gestion du risque de taux

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 LIBOR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Dans le cadre de la réforme des taux d'intérêt de référence, le Groupe applique les modalités d'assouplissements permises par l'IASB via l'amendement à IFRS 7 et IFRS 9 (Phase 1) permettant de ne pas tenir compte des effets de la réforme des taux d'intérêt de référence dans l'appréciation du caractère hautement probable des flux d'intérêts couverts. Le Groupe continue de suivre l'état d'avancement du projet de l'IASB afin d'évaluer l'impact lié à la modification à venir des taux d'intérêt de référence (Phase 2). L'exposition du groupe sur la

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

qualification comme hautement probable des transactions couvertes porte essentiellement sur les changements attendus de l'indice de référence US Libor.

L'approche de la gestion du risque de taux d'intérêt applicable à l'échelle du Groupe est énoncée dans une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue les deux principales sources de risque de taux d'intérêt suivantes :

- risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe

  Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

  Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :
  - de protéger la viabilité à long terme des actifs ;
  - d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité ; et
  - de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

  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

  Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe «Risque de taux d'intérêt» plus haut).

  La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises 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 recourt essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

- 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 de 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.

17.1.5.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe recourt aux trois méthodes pour la comptabilité de couverture : couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net.

En règle générale, le Groupe redéfinit rarement les relations de couverture, ne désigne pas de composantes de risques spécifiques comme un élément couvert et ne désigne pas les expositions de crédit comme évaluées à la juste valeur par résultat.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les *swaps* de taux d'intérêt ou les opérations croisées de devises qui transforment la dette à taux fixe en dette à taux variable.

Les couvertures de flux de trésorerie sont principalement utilisées pour couvrir les flux de trésorerie futurs en devises, les dettes à taux variable et les besoins de refinancement futurs.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* FX et des contrats à terme.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2019				31 déc. 2018			
	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	705	124	(183)	(41)	678	42	(259)	(66)
Couverture de juste valeur	*530*	*81*	*(54)*	*(1)*	*521*	*1*	*(29)*	*(1)*
Couverture de flux de trésorerie	*55*	*-*	*(93)*	*(7)*	*24*	*-*	*(191)*	*-*
Dérivés non qualifiés de couverture	*120*	*43*	*(36)*	*(34)*	*133*	*42*	*(39)*	*(65)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	949	17	(1 934)	(45)	606	28	(1 215)	(38)
Couverture de flux de trésorerie	*25*	*-*	*(571)*	*(4)*	*21*	*1*	*(284)*	*(4)*
Couverture d'investissement net	*33*	*-*	*(6)*	*-*	*1*	*-*	*(5)*	*-*
Dérivés non qualifiés de couverture	*891*	*17*	*(1 357)*	*(41)*	*583*	*27*	*(927)*	*(34)*
TOTAL	**1 654**	**142**	**(2 118)**	**(86)**	**1 283**	**71**	**(1 474)**	**(105)**

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 des flux de trésorerie futurs probables 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) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

MONTANT, ÉCHÉANCES ET INCERTITUDES DES FLUX DE TRÉSORERIE FUTURS

Le tableau ci-après présente, au 31 décembre 2019, un profil des échéances des valeurs nominales des instruments de couverture.

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	CCS	EUR	(561)	(288)	(271)	(2)	-	-	-
			USD	(3 010)	(1 549)	(1 371)	(45)	(45)	-	-
			GBP	(14 518)	(2 146)	(2 146)	(1 881)	(1 881)	(1 293)	(5 172)
			HKD	(1 212)	(263)	(263)	(263)	(263)	(160)	-
			JPY	(902)	(369)	(369)	(164)	-	-	-
			PEN	(882)	(273)	(262)	(218)	(130)	-	-
			CHF	(737)	(415)	(161)	(161)	-	-	-
			AUD	(535)	(125)	(125)	(125)	(53)	(53)	(53)
			Autres	(152)	(51)	(51)	(51)	-	-	-
	Variable	CCS	USD	(413)	(340)	(73)	-	-	-	-
Acheteur	Fixe	CCS	EUR	17 561	3 138	2 865	2 568	2 277	1 497	5 216
			USD	908	291	265	221	131	-	-
			GBP	545	272	270	2	-	-	-
			Autres	158	80	78	-	-	-	-
	Variable	CCS	EUR	2 277	1 180	953	144	-	-	-
		CCS	BRL	1 256	706	550	-	-	-	-

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CAP	EUR	2 000	1 000	1 000	-	-	-	-
			Autres devises	-	-	-	-	-	-	-
		IRS	EUR	37 331	6 295	8 933	7 246	4 986	3 758	6 112
			USD	3 252	999	1 236	299	259	212	248
			GBP	12	4	4	2	1	-	-
			Autres	407	111	106	88	64	33	5
		FRA	EUR	1 650	1 650	-	-	-	-	-
	Variable	IRS	EUR	44 229	13 536	11 648	7 387	4 820	3 080	3 758
			BRL	687	379	308	-	-	-	-

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou «CCS»). Ces couvertures sont majoritairement à court terme ; 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 17.1.3.2 «Analyse de sensibilité au risque de change» et à un coût moyen de la dette de 2,70%, présenté dans la Note 10 «Résultat financier».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

DÉRIVÉS DE CHANGE

	31 déc. 2019				31 déc. 2018	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	77	(381)	(305)	3 814	(335)	3 268
Couverture d'investissement net	33	(6)	27	3 027	(3)	1 114
Dérivés non qualifiés de couverture	70	(77)	(6)	8 985	(23)	10 996
TOTAL	**180**	**(464)**	**(284)**	**15 827**	**(361)**	**15 379**

DÉRIVÉS DE TAUX

	31 déc. 2019				31 déc. 2018	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	611	(55)	556	6 089	491	4 846
Couverture de flux de trésorerie	-	(290)	(290)	3 649	(98)	1 434
Dérivés non qualifiés de couverture	998	(1 391)	(393)	21 487	(257)	25 216
TOTAL	**1 609**	**(1 736)**	**(126)**	**31 224**	**136**	**31 496**

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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	6 089	556	556	NA	(3)	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts [3] [4]	6 034	353	1 152	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	4 702	(433)	(583)	320	(5)	(82)	Autres produits et charges financiers/ Résultat des activités opérationnelles
	Éléments couverts			580				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	1 114	(3)	36	61	NA	(90)	Autres produits et charges financiers/ Résultat des activités opérationnelles
	Éléments couverts			(36)				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de 353 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 126 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 2019 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures. Pour les couvertures de juste valeur, le même principe s'applique aux éléments couverts.

MATURITÉ DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT DÉSIGNÉS COMME COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(9)	(10)	(21)	(27)	(17)	(510)	(594)	(433)

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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] [3]	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] [3]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change [2] [4]
Au 31 décembre 2018	**46**	**(741)**	**(28)**	**(313)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(293)		(27)	(61)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	53		29	90
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	-	14	(1)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**45**	**(1 010)**	**16**	**(284)**

(1) Couverture de flux de trésorerie relatifs à des périodes données.
(2) Couverture de flux de trésorerie relatifs à des transactions données.
(3) Comprend -425 millions d'euros de réserves pour lesquelles la comptabilité de couverture a été abandonnée.
(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies.

17.2 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.

Les principes de gestion du risque de contrepartie sont énoncés dans la politique de gestion du risque de contrepartie du Groupe, qui :

- attribue les rôles et les responsabilités pour gérer et contrôler le risque de contrepartie à différents niveaux (Corporate, BU ou entité), et veille à la mise en place de procédures opérationnelles cohérentes dans l'ensemble du Groupe ;
- caractérise le risque de contrepartie et les mécanismes à travers desquels il impacte la performance économique et les états financiers du Groupe ;
- définit des indicateurs, le *reporting* et les mécanismes de contrôle afin d'assurer une visibilité et de disposer des outils de gestion de la performance financière ; et
- élabore des lignes directrices sur l'utilisation de mécanismes d'atténuation tels que les garanties et les sûretés, qui sont largement utilisés par certaines activités ;

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 nouvelle 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), compte tenu des éléments suivants :
    - contreparties publiques ou privées,
    - contreparties domestiques ou BtoB,
    - géographie,
    - type d'activité,
    - taille de la contrepartie, et
    - tout autre élément que le Groupe pourrait considérer pertinent,
  - 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 : couvre les actifs financiers qui n'ont pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale. Les pertes de valeur attendues pour la phase 1 sont calculées sur les 12 mois suivants ;
  - phase 2 : couvre les actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative. Les pertes de valeur attendues pour la phase 2 sont calculées sur la durée de vie. La décision de faire passer un actif de la phase 1 à la phase 2 est fondée sur certains critères, tels que :
    - une dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie et/ou de sa société mère et/ou de son garant (le cas échéant),
    - une évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire,
    - une évolution du risque politique ou du risque pays, et
    - tout autre élément que le Groupe peut considérer pertinent.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 : couvre les actifs pour lesquels un défaut a déjà été observé, tels que :
  - lorsqu'il existe des preuves de difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie,
  - lorsqu'il existe des preuves d'un défaut de soutien d'une société mère pour sa filiale (dans ce cas, la filiale est la contrepartie du Groupe), et
  - lorsque l'une des entités du Groupe a engagé une procédure judiciaire pour défaut de paiement à l'encontre de la contrepartie.

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 : désigne la probabilité de défaut sur un horizon temporel donné (à la phase 1, cet horizon temporel est de 12 mois après la date de clôture ; à la phase 2, il couvre toute la durée de vie de l'actif financier). Ces 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 : aucune décomptabilisation tant que la procédure est en cours ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : décomptabilisation lorsque la créance est échue depuis plus de 3 ans (5 ans pour les contreparties du secteur public).

17.2.1 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.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux BU la gestion de ces risques, alors que le Groupe continue à gérer de manière centralisée les expositions des contreparties les plus importantes.

La notation de crédit des grands et moyens clients pour qui les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil sont basés sur un processus spécifique de *rating*, alors qu'un processus simplifié de *scoring* est utilisé pour les clients pour qui le Groupe a des expositions au risque de crédit plutôt faibles. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (notation de crédit, secteur d'activité…) selon des indicateurs standards (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

17.2.1.1 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 respectivement à 2 898 millions d'euros et 1 million d'euros au 31 décembre 2019 pour les «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» (contre 2 547 millions d'euros et 13 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

APPROCHE INDIVIDUELLE

		31 déc. 2019							
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	9 395	8 300	802	294	9 395	7 814	1 581	9 395
	Pertes de valeur attendues	(318)	(64)	(66)	(187)	(318)	(172)	(146)	(318)
TOTAL		**9 077**	**8 235**	**735**	**107**	**9 077**	**7 642**	**1 436**	**9 077**
Actifs de contrats	Brut	2 896	2 672	196	28	2 896	1 782	1 115	2 896
	Pertes de valeur attendues	(15)	(13)	(1)	(1)	(15)	(10)	(6)	(15)
TOTAL		**2 881**	**2 659**	**195**	**27**	**2 881**	**1 772**	**1 109**	**2 881**

		31 déc. 2018							
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	10 339	9 694	422	222	10 339	9 161	1 178	10 339
	Pertes de valeur attendues	(323)	(109)	(71)	(145)	(323)	(205)	(118)	(323)
TOTAL		**10 016**	**9 586**	**352**	**77**	**10 016**	**8 956**	**1 060**	**10 016**
Actifs de contrats	Brut	3 052	2 730	261	61	3 052	2 358	694	3 052
	Pertes de valeur attendues	(7)	(6)	-	(1)	(7)	(4)	(3)	(7)
TOTAL		**3 045**	**2 725**	**261**	**59**	**3 045**	**2 354**	**691**	**3 045**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

APPROCHE COLLECTIVE

		31 déc. 2019				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2019
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	4 019	875	113	293	1 281
	Pertes de valeur attendues	(754)	(24)	(29)	(159)	(213)
TOTAL		**3 265**	**851**	**83**	**134**	**1 068**
Actifs de contrats	Brut	4 953	486	4	2	492
	Pertes de valeur attendues	(2)	-	-	-	-
TOTAL		**4 951**	**485**	**4**	**2**	**492**

		31 déc. 2018				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2018
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 804	730	146	368	1 243
	Pertes de valeur attendues	(762)	(18)	(19)	(243)	(281)
TOTAL		**3 042**	**711**	**126**	**125**	**962**
Actifs de contrats	Brut	4 381	43	3	4	51
	Pertes de valeur attendues	(1)	-	-	-	-
TOTAL		**4 379**	**43**	**3**	**4**	**51**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.2.1.2 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 est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2019		31 déc. 2018	
En millions d'euros	Investment Grade [1]	Total	Investment Grade [1]	Total
Exposition brute [2]	9 849	12 466	9 325	12 027
Exposition nette [3]	3 501	4 422	2 701	3 683
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	79,2%		73,4%	

(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.

17.2.2 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 *ratings* 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).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *Middle Office* indépendant du Trésorier Groupe.

17.2.2.1 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 899 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 809 millions au 31 décembre 2018).

	31 déc. 2019						
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	4 257	564	49	4 870	2 772	2 098	4 870
Pertes de valeur attendues	(53)	(56)	(30)	(139)	(36)	(104)	(139)
TOTAL	**4 204**	**508**	**19**	**4 731**	**2 736**	**1 995**	**4 731**

	31 déc. 2018						
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	3 402	466	233	4 100	2 003	2 098	4 100
Pertes de valeur attendues	(91)	-	(227)	(319)	(86)	(233)	(319)
TOTAL	**3 311**	**466**	**5**	**3 781**	**1 917**	**1 865**	**3 781**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.2.2.2 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. 2019				31 déc. 2018			
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	10 686	85,7%	4,7%	9,6%	9 634	85,0%	6,0%	8,0%

(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 2019, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 30% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

17.3 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.

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel 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 et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

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, et 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.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa 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 sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2019, 76% 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 s'appuie sur les principes suivants :

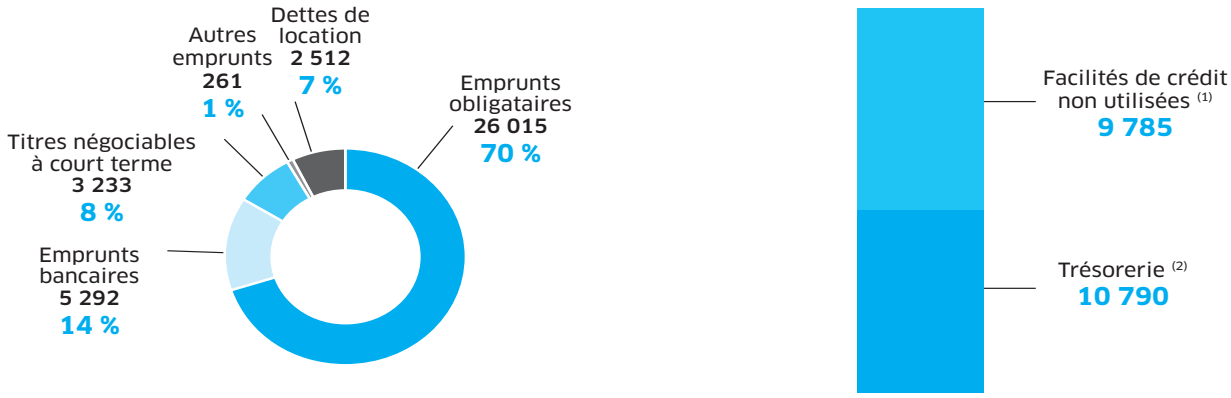
- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

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 (*Negociable European Commercial Paper*) en France et aux États-Unis. 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

DIVERSIFICATION DES SOURCES DE FINANCEMENT ET LIQUIDITÉ

En millions d'euros



(1) Net des titres négociables à court terme.

(2) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie, 64% placés en zone euro.

Au 31 décembre 2019, 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. Aucune des lignes de crédit disponibles centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

17.3.1 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	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Emprunts obligataires	2 753	1 805	2 628	2 600	1 156	15 074	26 015	22 645
Emprunts bancaires	1 063	465	694	368	233	2 469	5 292	4 620
Titres négociables à court terme	3 233	-	-	-	-	-	3 233	2 894
Dettes de location	491	446	311	245	218	1 075	2 512	380
Autres emprunts	33	19	155	6	6	41	261	191
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	247	-	-	-	-	-	247	464

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	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	1 023	798	703	613	508	6 227	9 872	9 335

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

FLUX CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS SUR L'ENCOURS DES DÉRIVÉS (HORS MATIÈRES PREMIÈRES)

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Dérivés (hors matières premières)	(215)	(136)	(124)	33	(11)	217	(237)	(138)

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.

FACILITÉS DE CRÉDIT CONFIRMÉES NON UTILISÉES

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	1 200	582	5 837	204	5 000	196	13 019	13 232

Parmi ces programmes disponibles, 3 233 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 31 décembre 2019, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

17.3.2 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	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Instruments financiers dérivés passifs								
afférents aux activités de portfolio management	*(1 135)*	*(2 171)*	*(360)*	*(224)*	*(86)*	*(452)*	*(4 428)*	*(2 114)*
afférents aux activités de trading	*(9 238)*	-	-	-	-	-	*(9 238)*	*(10 579)*
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de portfolio management	*1 042*	*1 634*	*316*	*120*	*35*	*215*	*3 363*	*2 080*
afférents aux activités de trading	*8 954*	-	-	-	-	-	*8 954*	*9 952*
TOTAL	**(376)**	**(537)**	**(43)**	**(104)**	**(51)**	**(237)**	**(1 349)**	**(661)**

17.3.3 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 des secteurs reportables Autres (BU GEM) et Amérique Latine (exprimés en TWh).

En TWh	2020	2021-2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Achats fermes	(370)	(910)	(1 218)	(2 498)	(3 070)
Ventes fermes	480	613	480	1 573	1 329

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 18 Éléments sur les capitaux propres

18.1 Informations sur les actions propres

	Nombre d'actions				Valeurs comptables (en millions d'euros)	
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**2 435 285 011**	**(23 891 170)**	**2 411 393 841**	**2 435**	**32 565**	**(460)**
Dividende distribué en numéraire					(1 096)	
Achat/vente d'actions propres		1 737 451	1 737 451			29
Attribution actions gratuites						
Réévaluation						128
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 435 285 011**	**(22 153 719)**	**2 413 131 292**	**2 435**	**31 470**	**(303)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2019 résulte uniquement de cessions nettes d'actions propres à hauteur de 1,7 million d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

18.1.1 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 d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'Actions de Performance décrites dans la Note 21 «Paiements fondés sur des actions» sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

18.1.2 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 17 mai 2019. 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 2019, le Groupe détient 22,2 millions d'actions propres, à ce jour 20,4 millions d'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 150 millions d'euros.

18.2 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 34 014 millions d'euros au 31 décembre 2019, dont 31 470 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

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.

18.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé, le 28 janvier 2019, à un refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminé se traduisant par :

- une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 1 milliard d'euros portant un coupon de 3,25% avec une option annuelle de remboursement à partir de février 2025, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 983 millions d'euros ;
- la notification d'une proposition de rachat anticipé partiel de la tranche de 1 milliard d'euros (coupon 3%) soit un montant total de 839 millions d'euros. La première option de remboursement de la dette hybride était prévue en juin 2019. Le Groupe, ayant remboursé plus de 80% de cette dette hybride, il a réalisé un *squeeze-out* pour le solde soit 161 millions d'euros qui ont été payés le 12 mars 2019.

ENGIE SA a également procédé, le 8 juillet 2019, à un second refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminé se traduisant par :

- une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 500 millions d'euros portant un coupon de 1,625% avec une option annuelle de remboursement à partir de juillet 2025, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 495 millions d'euros ;

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- la notification d'une proposition de rachat anticipé partiel de la tranche de 750 millions d'euros (coupon 4,75%) soit un montant total de 337 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride était prévue en juillet 2021.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces nouveaux instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe, pour un montant total de 1 478 millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, l'encours des titres super-subordonnés en valeur nominale, s'élève à 3 913 millions d'euros.

En 2019, le Groupe a versé aux détenteurs de ces titres 150 millions euros dont 108 millions d'euros au titre des coupons et 42 millions d'euros d'indemnités de remboursement anticipé. Ce montant est comptabilisé en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

18.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 31 290 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 33 320 millions d'euros au 31 décembre 2018) après déduction du dividende payé le 23 mai 2019 pour un montant total de 1 833 millions d'euros, dont 31 470 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

18.2.3 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par ENGIE SA au titre des exercices 2018 et 2019.

	Montant réparti *(en millions d'euros)*	**Dividende net par action** *(en euros)*
Au titre de l'exercice 2018		
Acompte (payé le 12 octobre 2018)	892	0,37
Solde du dividende au titre de 2018 (payé le 23 mai 2019)	917	0,38
Dividende exceptionnel au titre de 2018 (payé le 23 mai 2019)	893	0,37
Solde du dividende majoré au titre de 2018 (payé le 23 mai 2019)	24	0,11
Au titre de l'exercice 2019		
Acompte	-	-

L'Assemblée Générale du 17 mai 2019 a décidé la distribution d'un dividende de 1,12 euro par action au titre de l'exercice 2018. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,11 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2018, 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.

Un acompte de 0,37 euro par action ayant été payé en numéraire le 12 octobre 2018 pour un montant de 892 millions d'euros, ENGIE SA a réglé en numéraire le 23 mai 2019, pour un montant de 1 810 millions d'euros, le solde du dividende de 0,75 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et exceptionnel, et pour un montant de 24 millions d'euros, le solde du dividende de 0,86 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Soit un dividende total de 1 833 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2019

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019 de verser un dividende unitaire de 0,80 euro par action soit un montant total de 1 931 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2019. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2019 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2019. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2019, cette majoration est évaluée à 17 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le 14 mai 2020, le dividende dont le coupon aura été détaché le lundi 18 mai 2020, sera payé le mercredi 20 mai 2020. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2019, les états financiers à fin 2019 étant présentés avant affectation.

18.3 Total 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 2019 et au 31 décembre 2018, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2018**
Instruments de dette	76	28
Couverture d'investissement net	(284)	(313)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(958)	(725)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(837)	(30)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	505	244
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(462)	(223)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ÉCARTS DE CONVERSION	**(1 961)**	**(1 019)**
Écarts de conversion	(1 098)	(1 130)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(3 060)**	**(2 149)**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

18.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier 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 (*cf. Note 18.1.2 «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 catégorie «A» 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 des charges financières nettes et impôts exigibles et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de location simple.

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 19 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 et les provisions pour remise en état de site. 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 (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) (*cf. Note 19.2*) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (*cf. Notes 19.2 et 19.3*) ;
- 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	Démantèlement des installations [2] et Remise en état de sites	Autres risques	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2018 [1]	**6 371**	**6 170**	**6 303**	**2 969**	**21 813**
IFRS 16 & IFRIC 23 (*cf. Note 1*)	-	-	-	(301)	(301)
AU 1ER JANVIER 2019 Y COMPRIS IFRS 16 & IFRIC 23	**6 371**	**6 170**	**6 303**	**2 667**	**21 512**
Dotations	285	1 362	72	467	2 187
Reprises pour utilisation	(331)	(164)	(150)	(677)	(1 322)
Reprises pour excédent	(1)	-	(1)	(47)	(48)
Variation de périmètre	(41)	-	(73)	60	(54)
Effet de la désactualisation	123	220	213	24	580
Écarts de change	-	-	5	2	6
Autres	1 075	23	1 196	(40)	2 254
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**7 481**	**7 611**	**7 566**	**2 458**	**25 115**
Non courant	7 346	7 487	7 550	433	22 817
Courant	*135*	*123*	*15*	*2 024*	*2 298*

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) Dont 6 573 millions d'euros de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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 2019 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de remise en état de site.

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. 2019
Résultat des activités opérationnelles	(823)
Autres produits et charges financiers	(573)
TOTAL	**(1 397)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

19.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

19.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des centrales nucléaires.

19.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion de l'aval du cycle du combustible irradié dans ces centrales. Cette loi a organisé 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.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. Dans l'hypothèse où des évolutions sont constatées entre deux évaluations triennales, susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission peut réviser son avis.

Un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2019 par Synatom à la Commission qui a rendu son avis le 12 décembre 2019, sur base de l'avis émis par l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies). Les conclusions de la CPN reprennent entre autres :

- l'impact du nouveau scénario de référence pour la gestion à long terme des déchets nucléaires de catégories B et C (moyenne et forte activité) en Belgique, arrêté par l'ONDRAF en juin 2018 et évalué sur un devis brut de 10,7 milliards d'euros ;
- les recommandations de l'ONDRAF quant à la prise en compte de certains coûts, avérés ou probables ;
- le scénario élaboré pour la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des centrales nucléaires sur base des retours d'expérience industrielle notamment des démantèlements en cours en Allemagne ;
- le calcul financier intégrant la prise en compte des taux d'actualisation plus bas, en vue de déterminer de manière prudente les montants à provisionner aujourd'hui pour couvrir des dépenses qui interviendront pour certaines dans plus de 70 ans.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

La décision de la CPN prévoit notamment une baisse des taux d'actualisation reflétant l'environnement de taux d'intérêt en diminution. Cette baisse implique pour les propriétaires des unités nucléaires belges de provisionner dès aujourd'hui des sommes plus importantes. Ainsi, établis au 31 décembre 2018 à 3,50%, les taux ont été ramenés, au 31 décembre 2019, à 2,5% pour le démantèlement, dont les dépenses débuteront dès l'année prochaine, et à 3,25% pour le combustible irradié («l'aval»), dont les dépenses interviendront durant les prochaines décennies.

Au total, la prise en compte de l'avis de la Commission des Provisions Nucléaires et les obligations liées aux projets de dépôts de déchets nucléaires ont conduit à une revalorisation des provisions nucléaires dans les comptes consolidés du groupe ENGIE de 2,1 milliards d'euros, au-delà de la charge annuelle récurrente de désactualisation et des dotations pour les quantités supplémentaires de combustibles consommées au cours de l'exercice.

Les provisions ont été établies compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités.

Les provisions constituées intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié. Les marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses redevances. Le Groupe estime par ailleurs des marges appropriées pour chaque catégorie de coûts.

Le Groupe considère, au mieux de ses connaissances actuelles, que les provisions telles qu'approuvées par la Commission prennent en compte l'ensemble des informations disponibles à ce jour pour couvrir les aléas et les risques du processus de démantèlement et de gestion du combustible irradié.

19.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Principes comptables

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire est effectué sur base d'un coût unitaire moyen, déterminé pour l'ensemble des quantités qui auront été utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales et appliqué aux quantités générées en date de clôture. Une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation des provisions, est également constituée.

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible nucléaire usé devrait faire l'objet d'un conditionnement, éventuellement sous la forme du retraitement pour séparer les radionucléides les plus actifs, avant son évacuation en stockage à long terme.

L'ONDRAF a proposé, le 9 février 2018, le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Cette proposition reste soumise à l'approbation du gouvernement belge qui aura, au préalable, recueilli l'avis de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN).

Par ailleurs, ENGIE considère dans son évaluation que le scénario «mixte», retenu par la Commission des provisions nucléaires, continue de s'appliquer : une partie du combustible, contenant les radionucléides les plus actifs, y est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario «mixte» : entreposage sur site, transport, retraitement, conditionnement, entreposage et évacuation géologique. Elles 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 ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement sont cédés à un tiers ;
- 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 ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés par l'ONDRAF et évalués non pas à la valeur des redevances arrêtées par l'ONDRAF en 2018 basées sur un coût total de l'installation d'évacuation de 8,0 milliards d'euros 2017, mais en utilisant un «tarif prudentiel virtuel», établi par l'ONDRAF à la demande de la CPN, sur la base d'un coût total de l'installation d'évacuation de 10,7 milliards d'euros 2017 excluant les pistes d'optimisation soumises à expertise. Le coût estimé de la recommandation préliminaire de l'AFCN concernant un puits supplémentaire y a par ailleurs été ajouté sur base des recommandations de l'ONDRAF ;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ;
- le nouveau scénario de référence intègre le scénario mis à jour de l'ONDRAF retardé d'environ 30 ans par rapport au scénario retenu en 2016, avec un début du stockage géologique autour de 2070 qui se clôturera vers 2135, les activités de stockage intermédiaire de retraitement et de conditionnement ayant été reportées en cohérence ;
- le taux d'actualisation retenu est réduit à 3,25%. Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence à long terme, (ii) l'allongement de la duration du passif compte tenu du nouveau scénario de l'ONDRAF et (iii) les engagements relatifs au financement de ces provisions pris par Electrabel auprès de Synatom (*cf. Note 15.1.5 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées*) ;
- une hypothèse d'inflation de 2,0% (soit un taux réel de 1,25%).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. L'ONDRAF dans son avis à la CPN a notamment pointé des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN se dotera d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020. Le montant de ces provisions pourrait être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus et des estimations de coûts associés. Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne permet pas le retraitement partiel et n'a pas encore confirmé l'adoption du stockage géologique comme politique de gestion des déchets nucléaires de moyenne et de haute activité.

Concernant le scénario de retraitement partiel, à la suite d'une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, les contrats de retraitement qui n'étaient pas en cours d'exécution ont été suspendus puis résiliés en 1998. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter le combustible usé et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Orano (anciennement Areva) d'effectuer ce retraitement. Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario «mixte» retenu aujourd'hui et approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de surface de longue durée. La Commission européenne a, à ce titre, adressé le 27 novembre 2019 un avis motivé à la Belgique dans le cadre de la procédure de manquement de l'article 258 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, au motif qu'elle n'a pas adopté de programme national de gestion des déchets radioactifs conforme à certaines exigences de la directive sur le combustible usé et les déchets radioactifs (directive 2011/70/Euratom du Conseil). À ce stade, il n'existe donc qu'un programme national qui confirme l'entreposage sûr du combustible usé suivi par son retraitement ou par son stockage. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans un site restant à identifier et qualifier en Belgique.

Sensibilité

Les provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation :

- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF au-delà du tarif virtuel prudentiel demandé par la CPN pour l'évacuation des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 170 millions d'euros ;
- l'accélération de 5 ans des dépenses de l'ONDRAF au titre de l'entreposage, de conditionnement et de stockage des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie aurait un impact à la hausse de 165 millions d'euros sur les provisions. Un report de 5 ans dans l'échéancier d'engagement de ces différentes dépenses aurait un impact à la baisse d'un montant plus faible ;
- l'impact d'une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour le traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 250 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que ces sensibilités résultent d'un calcul purement financier. Elles doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

19.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

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. 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 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 démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit 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.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- 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 redevances pour la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A et B sont déterminées en utilisant le «tarif prudentiel virtuel» établi par l'ONDRAF à la demande de la CPN et en incluant des marges préconisées par l'ONDRAF pour risques de reclassement de déchets compte tenu des incertitudes de définition des critères d'admission des déchets dans ces catégories ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas normales, 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 ;

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- un taux d'actualisation réduit à 2,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (VAN). Il diffère de celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire compte tenu des importantes différences de duration des deux obligations après prise en compte du nouveau scénario de l'ONDRAF ;
- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;
- 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.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. L'ONDRAF dans son avis à la CPN a notamment pointé des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN se dotera d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis, et les hypothèses sont retenues, sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire.

Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 60 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que cette sensibilité résulte d'un calcul purement financier. Elle doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

19.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

19.3.1 Démantèlements relatifs aux autres installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, les conduites de distribution, les sites de stockage et les terminaux méthaniers, doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Sur la base des estimations de la fin des réserves prouvées et probables de gaz en 2260, compte tenu notamment des niveaux actuels de production, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

19.3.2 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 depuis septembre 2018 en lieu et place de l'intégration globale.

Au 31 décembre 2019, la provision en part groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 280 millions d'euros.

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.

Plusieurs lois qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois sont actuellement en cours de réforme. Par conséquent, les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 3,17%.

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.

19.4 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), ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 20 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.

20.1 Description des principaux régimes de retraite

20.1.1 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.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

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.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2019, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,7 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 22 ans.

20.1.2 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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 relative à ces régimes représente environ 15% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2019. La duration moyenne de ces régimes est de 9 années.

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 2019, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2019 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 36 millions d'euros contre 24 millions d'euros en 2018.

20.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le groupe ENGIE comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2019 au titre de ces régimes multi-employeurs est stable par rapport à 2018 et s'élève à 71 millions d'euros.

20.1.4 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, Belgique et Pays-Bas 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.

20.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

20.2.1 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.

20.2.1.1 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 de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 3,6 milliards d'euros au 31 décembre 2019. La duration de l'engagement est de 23 ans.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

20.2.1.2 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.

20.2.1.3 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.

20.2.2 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.

20.2.3 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…).

20.3 Plans à prestations définies

20.3.1 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 situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, des actifs de régime, et des 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 2018	**(6 371)**	**108**	**168**
Différence de change	7	(5)	-
Variations de périmètre et autres	96	(39)	8
Pertes et gains actuariels	(1 142)	(7)	(18)
Charge de l'exercice des activités poursuivies	(427)	(66)	2
Plafonnement d'actifs	-	-	-
Cotisations/prestations payées	356	63	1
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(7 481)**	**53**	**161**

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 492 millions d'euros en 2019 (525 millions d'euros en 2018). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 20.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone euro représente 97% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2019 (contre 97% au 31 décembre 2018).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 4 594 millions d'euros au 31 décembre 2019, contre 3 472 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent une perte actuarielle de 1 149 millions d'euros en 2019 et une perte actuarielle de 231 millions d'euros en 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

20.3.2 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. 2019				31 déc. 2018			
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		**(7 713)**	**(3 794)**	**(499)**	**(12 006)**	**(7 653)**	**(3 739)**	**(539)**	**(11 931)**
Coût des services rendus de la période		(291)	(63)	(43)	(397)	(308)	(62)	(42)	(412)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(173)	(76)	(9)	(258)	(165)	(73)	(8)	(245)
Cotisations versées		(16)	-	-	(16)	(16)	-	-	(16)
Modification de régime		(1)	-	-	(1)	(3)	(5)	10	2
Variations de périmètre		172	(5)	(1)	166	(37)	31	49	43
Réductions/cessations de régimes		75	-	1	76	1	-	-	1
Événements exceptionnels		-	-	-	-	-	2	-	2
Pertes et gains actuariels financiers		(887)	(698)	(5)	(1 590)	(44)	(35)	(1)	(80)
Pertes et gains actuariels démographiques		(120)	57	(14)	(76)	101	1	1	103
Prestations payées		373	108	39	521	397	97	40	533
Autres (dont écarts de conversion)		10	-	-	10	16	(11)	(10)	(5)
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(8 570)**	**(4 470)**	**(531)**	**(13 572)**	**(7 713)**	**(3 794)**	**(499)**	**(12 006)**
B – VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**5 767**	**-**	**-**	**5 767**	**5 904**	**-**	**-**	**5 904**
Produit d'intérêts des actifs de couverture		133	-	-	133	128	-	-	128
Pertes et gains actuariels financiers		497	-	-	497	(253)	-	-	(253)
Cotisations perçues		197	-	-	197	309	15	-	324
Variations de périmètre		(109)	-	-	(109)	32	-	-	32
Cessations de régimes		(28)	-	-	(28)	-	-	-	-
Prestations payées		(282)	-	-	(282)	(341)	(15)	-	(357)
Autres (dont écarts de conversion)		(7)	-	-	(7)	(11)	-	-	(11)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**6 169**	**-**	**-**	**6 169**	**5 767**	**-**	**-**	**5 767**
C – COUVERTURE FINANCIÈRE	**A+B**	**(2 402)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 403)**	**(1 945)**	**(3 794)**	**(499)**	**(6 239)**
Plafonnement d'actifs		(25)	-	-	(25)	(25)	-	-	(25)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES		**(2 427)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 428)**	**(1 970)**	**(3 794)**	**(499)**	**(6 263)**
TOTAL PASSIF		**(2 480)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 481)**	**(2 078)**	**(3 794)**	**(499)**	**(6 371)**
TOTAL ACTIF		**53**	**-**	**-**	**53**	**108**	**-**	**-**	**108**

(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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

20.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur s'élève à 161 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 168 millions d'euros au 31 décembre 2018).

20.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2019 et 2018 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Coûts des services rendus de la période	397	412
Pertes et gains actuariels [1]	19	(1)
Modifications de régimes	-	(2)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(49)	(1)
Événements exceptionnels	-	(2)
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**368**	**407**
Charge d'intérêts nette	125	117
Total comptabilisé en résultat financier	**125**	**117**
TOTAL	**492**	**525**

(1) Sur avantages à long terme.

20.3.5 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 retraite 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	(7 399)	5 616	(25)	(1 809)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(517)	553	-	36
Plans non financés	(5 655)	-	-	(5 655)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(13 571)**	**6 169**	**(25)**	**(7 428)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 648)	4 294	(23)	(1 377)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 375)	1 473	(2)	96
Plans non financés	(4 977)	-	-	(4 977)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**(12 000)**	**5 767**	**(25)**	**(6 258)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Actions	27	27
Obligations souveraines	26	25
Obligations privées	27	27
Actifs monétaires	3	4
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	15	15
TOTAL	**100**	**100**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2019.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à +9% en 2019.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2019 s'est élevé à environ 3% en assurance de groupe et à environ +14% 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	58	26	3	10	3	100
Obligations souveraines	76	1	22	-	2	100
Obligations privées	75	18	1	3	2	100
Actifs monétaires	72	-	5	-	23	100
Actifs immobiliers	86	-	7	-	6	100
Autres actifs	11	8	3	3	76	100

20.3.6 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	
		2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Taux d'actualisation	Zone euro	1,2%	2,0%	1,2%	2,1%	1,0%	1,6%	1,2%	1,9%
	Zone UK	1,7%	2,5%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,4%	3,3%	-	-	-	-	-	-

20.3.6.1 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 17%.

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 16%.

20.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2,8%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	4	(5)

20.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2020 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2020, des cotisations de l'ordre de 200 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 121 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.

20.4 Plans à cotisations définies

En 2019, le Groupe a comptabilisé une charge de 121 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (133 millions d'euros en 2018). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 21 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. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. 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. 2019	31 déc. 2018
Offres réservées aux salariés [1]	(1)	(31)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance [2]	(48)	(46)
Plans d'autres sociétés du Groupe	(2)	(3)
TOTAL	**(51)**	**(80)**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.
(2) Dont une reprise pour non atteinte de conditions de présence d'un montant de 2 millions d'euros en 2019.

21.1 Actions de performance

21.1.1 Nouvelles attributions réalisées en 2019

Plan d'actions de performance ENGIE du 17 décembre 2019

Le Conseil d'Administration du 17 décembre 2019 a approuvé l'attribution de 5 millions d'actions de performance aux cadres supérieurs et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2023, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2023, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2024, sans période d'incessibilité.

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 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance, chacune comptant pour un tiers du solde des actions à acquérir, sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de dix sociétés de référence, évalué pour la période entre novembre 2019 et janvier 2023 ;
- deux conditions portant respectivement sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe et du *Return On Capital Employed* (ROCE) des exercices 2021 et 2022.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (18 000 actions attribuées).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

21.1.2 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 2019.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
17 décembre 2019	14 mars 2023	14 mars 2024	14,7	0,75	4,3%	0,44	oui	11,03
17 décembre 2019	14 mars 2023	14 mars 2023	14,7	0,75	4,3%	0,44	oui	11,55
17 décembre 2019	14 mars 2023	14 mars 2023	14,7	0,75	4,3%	0,56	non	12,45
17 décembre 2019	14 mars 2024	14 mars 2024	14,7	0,75	4,3%	0,44	oui	10,84
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 17 décembre 2019								**11,01**

21.1.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan 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 22 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 23 «Rémunération 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.

22.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

22.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2019 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2018. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (contre 4 sur un total de 19 administrateurs auparavant).

L'État détient 34,23% des droits de vote théoriques (ou 34,47% des droits de vote exerçables) contre 34,51% à fin décembre 2018.

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 Energie-Climat («LEC») promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

22.1.2 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 (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

22.2 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 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 23 Rémunération des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

Le Comité Exécutif comporte 14 membres au 31 décembre 2019 (11 membres au 31 décembre 2018).

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Avantages à court terme	21	21
Avantages postérieurs à l'emploi	10	6
Paiements fondés sur des actions	5	5
Indemnités de fin de contrat	-	0
TOTAL	**36**	**31**

Le montant des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 37 millions d'euros au 31 décembre 2019, étant précisé qu'il s'agit d'un montant estimé car ces engagements sont par principe non individualisés. Le Groupe a une politique de financement des engagements de retraite via des actifs de couverture sans que ceux-ci soient spécifiquement alloués aux engagements de retraite d'une population dédiée.

NOTE 24 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.

24.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2019	Variation du BFR au 31 déc. 2018 (1)
Stocks	465	(268)
Créances commerciales et autres débiteurs	802	(2 311)
Fournisseurs et autres créanciers	(1 107)	2 177
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(36)	237
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de *trading*	(981)	197
Autres	(253)	117
TOTAL	**(1 110)**	**149**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

24.2 Stocks

Principes comptables

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 (*cf. Note 15 «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.

Une perte de valeur est enregistrée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût 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.

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Les entités visées par cette directive sont tenues de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions de GES constatées lors de l'année écoulée. En l'absence de principes IFRS spécifiques définissant le traitement comptable à adopter, le Groupe a décidé d'appliquer les principes suivants concernant les problématiques comptables relatives aux quotas d'émission de GES :

- les quotas constituent des stocks, puisqu'ils sont consommés dans le processus de production ;
- les quotas acquis à titre onéreux sur le marché sont comptabilisés à leur coût d'acquisition ;
- les éventuels quotas alloués à titre gratuit sont comptabilisés dans l'état de la situation financière pour une valeur nulle.

À la clôture, en cas d'insuffisance de quotas pour couvrir les émissions de GES de l'exercice, le Groupe constitue un passif. Ce passif est évalué sur la base du prix de marché, à la clôture, des quotas restant à acquérir ou sur base du prix des contrats à terme conclus et visant à couvrir cette position déficitaire.

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives à la comptabilisation des certificats d'économie d'énergie (CEE), les dispositions suivantes sont appliquées :

- un stock de CEE est comptabilisé lorsque les CEE détenus à la clôture excèdent l'obligation liée aux ventes d'énergie ; dans le cas inverse, un passif est comptabilisé pour matérialiser cette obligation ;
- les CEE sont valorisés au coût unitaire moyen pondéré (coût d'acquisition pour les CEE acquis ou coût de revient pour les CEE générés par des actions propres).

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Stocks de gaz naturel, nets	1 104	1 274
Stocks d'uranium	538	595
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	682	654
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 294	1 635
TOTAL	**3 617**	**4 158**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

24.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2019				31 déc. 2018 (1)			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	384	10 216	(1 222)	(13 101)	474	9 337	(960)	(12 529)
Créances/dettes fiscales	-	*6 986*	-	*(7 750)*	-	*6 999*	-	*(7 449)*
Créances/dettes sociales	*214*	*39*	*(6)*	*(2 594)*	*275*	*72*	*(5)*	*(2 461)*
Dividendes à payer/à recevoir	-	*21*	-	*(104)*	-	*12*	-	*(170)*
Autres	*171*	*3 170*	*(1 215)*	*(2 653)*	*198*	*2 255*	*(954)*	*(2 449)*

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 92 millions d'euros au 31 décembre 2019 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (74 millions d'euros au 31 décembre 2018).

NOTE 25 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.

25.1 France hors Infrastructures

25.1.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance 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 avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative de Versailles en mai 2019. Des échanges de mémoire entre les parties sont en cours.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001 et des instances sont encore en cours devant les juridictions d'appel pour les demandes de remboursement afférentes aux exercices 2002/2003/2004.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

25.2 Infrastructures France

25.2.1 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris, dans un arrêt du 2 juin 2016 rendu contre une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDiS) de septembre 2014, a considéré que la prestation d'acheminement rendue au bénéfice des fournisseurs devait et aurait dû, depuis l'ouverture du marché, être rendue au bénéfice des clients finals. Jusqu'à ces décisions, seule la prestation de livraison était effectuée par le distributeur au profit des clients finals et faisait l'objet d'une rémunération des fournisseurs pour la gestion clientèle en raison de l'existence du contrat unique.

En raison du fait que le fournisseur assure désormais la gestion clientèle relative aussi à l'acheminement du gaz pour le compte du distributeur, le fournisseur devient l'intermédiaire du distributeur auprès du client final pour les prestations de livraison et d'acheminement. Le schéma des relations contractuelles a ainsi totalement été modifié et a pour conséquences que (i) le risque des impayés des clients finals correspondant à la part «acheminement» du contrat de fourniture devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et non par le fournisseur de gaz, (ii) et que les prestations de gestion de clientèle relative aux prestations de livraison et d'acheminement (la distribution), réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du GRD. La Cour d'appel de Paris a ainsi enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes et a renvoyé au CoRDiS le soin d'évaluer le montant de la prestation de gestion clientèle. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En mars 2018, la Cour de cassation a renvoyé à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) la question de savoir si le droit de l'Union européenne imposait que le CoRDiS puisse prendre des décisions à caractère rétroactif. L'avocat général de la CJUE a déposé ses conclusions en mai 2019. La CJUE a rendu son arrêt le 19 décembre 2019 considérant que rien dans la Directive Gaz (Directive 2009/73/CE) n'interdisait à une autorité de règlement des différends de prendre des décisions emportant des effets de nature rétroactive au regard de la date du différend. La Cour de cassation, suite à l'arrêt de la CJUE, a prévu une audience en avril 2020. L'arrêt de la Cour de cassation pourrait intervenir avant la fin du premier semestre 2020.

En juin 2018, le CoRDiS chargé par la Cour d'appel de Paris d'évaluer le quantum de la prestation de gestion de clientèle a enjoint à GRDF de proposer à Direct Energie et à ENI un nouvel avenant prévoyant une rémunération basée sur les termes tarifaires définis par la CRE dans ses délibérations d'octobre 2017 et janvier 2018. Un recours devant la Cour d'appel de Paris contre cette décision a été formé tant par GRDF que par Direct Energie et ENI. GRDF conteste la rémunération pour le passé, notamment en soutenant que les sommes correspondantes ont déjà été répercutées par le fournisseur sur les clients finals. La Cour d'appel de Paris a rendu le 23 janvier 2020 sa décision aux termes de laquelle elle a considéré que les fournisseurs sont les prestataires obligés du GRD pour la gestion de clientèle et rouvre les débats sur le montant de la gestion de clientèle pour Direct Energie et ENI pour la période 2005-2018.

La Cour d'appel de Paris en 2016 ayant considéré qu'ENI n'avait pas fait de demande de rémunération au titre du passé (avant 2016 ; ses demandes ne portant que pour l'avenir), ENI a saisi en mars 2017 le CoRDiS aux fins d'obtenir une rémunération au titre de la gestion clientèle pour le passé (montant de 87,8 millions d'euros réclamé pour la période 2008 à 2016). Le CoRDiS a rendu sa décision en juillet 2019 aux termes de laquelle la demande d'ENI est rejetée. ENI a formé un recours devant la Cour d'appel de Paris.

Direct Energie avait également saisi, en mai 2017, le Tribunal de Commerce de Paris pour abus de position dominante et déséquilibre significatif dans les obligations contractuelles contenues dans les contrats d'acheminement et demandait initialement dans ce cadre 89,5 millions d'euros de dommages et intérêts pour la période 2009-2016 (demande réévaluée depuis à environ 140 millions d'euros). Il s'agit ici d'une action indemnitaire à la différence de celles devant le CoRDiS qui est une action aux fins d'obtention d'une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle relatives aux prestations de distribution.

Le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement en janvier 2019. Il condamne GRDF à verser à Direct Energie la somme de 17 millions d'euros.

GRDF et Direct Energie ont interjeté appel de cette décision et déposé leurs premières conclusions en juin 2019.

En juillet 2019, ENI a assigné GRDF devant le Tribunal de Commerce de Paris en abus de position dominante et déséquilibre significatif au motif que GRDF aurait imposé à ENI et ce sans rémunération la réalisation des prestations de gestion clientèle relative à la distribution et sollicite un peu plus de 300 millions d'euros.

En ce qui concerne les prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, vient également de rappeler le même principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours. Par ailleurs, ENGIE avait déposé un recours devant le Conseil d'État contre la délibération de la CRE du 26 octobre 2017 sur la rémunération des prestations de gestion clientèle en électricité pour la période antérieure au 1er janvier 2018 et s'est désisté de cette procédure.

25.3 Reste de l'Europe

25.3.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

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 et de Tihange 1, devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Par arrêt du 12 juin 2018, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté les demandes de Greenpeace. Greenpeace a introduit un pourvoi en cassation. Ce pourvoi a été rejeté par un arrêt de la Cour de cassation du 9 janvier 2020 de sorte que l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 12 juin 2018 est devenu définitif. En ce qui concerne le recours devant la Cour constitutionnelle, celle-ci, 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, considère que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de 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. L'arrêt de la Cour constitutionnelle est attendu prochainement. Le recours devant le Conseil d'État est, par ailleurs, toujours pendant.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Par ailleurs, des collectivités territoriales et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2. Le 9 novembre 2018, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation intenté par certaines collectivités territoriales allemandes. Une procédure au civil est toujours en cours devant le tribunal de première instance de Bruxelles.

25.3.2 Réclamation fiscale aux 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. Suite au 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. Toutefois, ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que les arguments du Tribunal sont contradictoires et contestables tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen, et, partant a interjeté appel.

25.3.3 Réclamation fiscale aux Pays-Bas en matière d'amortissements des centrales électriques

L'Administration fiscale néerlandaise rejette la déduction de dépréciation d'actifs enregistrée par ENGIE Energie Nederland NV dans ses déclarations fiscales 2010-2013. Elle conteste tant la période de prise en charge de ces dépréciations que son quantum. Elle a ainsi redressé l'intégralité des dépréciations d'actifs cumulées sur la période soit un montant de 1,9 milliard d'euros. ENGIE conteste la position de l'Administration fiscale dans ses deux composantes et a introduit un recours administratif en novembre 2018 qui a été rejeté en février 2019. ENGIE étudie l'opportunité d'initier une procédure judiciaire.

25.3.4 Prix de transfert du gaz

L'Inspection spéciale des impôts belge a adressé deux avis de rectification du résultat fiscal des exercices 2012 et 2013 pour un montant global de 706 millions d'euros considérant que le prix appliqué à la fourniture de gaz par ENGIE (alors GDF SUEZ) à Electrabel S.A. était excessif. ENGIE et Electrabel S.A. contestent cette rectification. La Belgique et la France ont initié une procédure amiable afin de régler ce différend.

25.3.5 Espagne – Punica

Dans le cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), douze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même ont été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est en cours ; le délai de clôture de l'instruction est fixé au 6 juin 2020.

25.3.6 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 des 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 a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuivra pendant l'année 2020.

25.3.7 Italie – Litige fiscal accises gaz et TVA ENGIE ITALIA (ex-GDF SUEZ Energie)

En 2017, l'Administration fiscale italienne a contesté l'exonération d'accises au titre de livraisons de gaz réalisées par ENGIE Italia auprès de clients industriels italiens au motif qu'elle ne disposait pas d'attestation de ces clients. Elle envisage de la redresser pour une somme totale de 126 millions d'euros (accises, TVA, pénalité et intérêts). ENGIE Italia conteste la légalité de cette formalité tant sur le terrain du droit italien que du droit européen et considère que la sanction est en toute hypothèse disproportionnée par rapport à une obligation formelle.

ENGIE Italia a introduit en 2018 une demande d'annulation de la notification de l'imposition auprès du tribunal de première instance de Perugia.

En octobre 2018, le tribunal de première instance a rejeté la demande d'annulation se contentant d'appliquer un ancien décret ministériel et sans prendre en compte les arguments de droit d'ENGIE Italia.

ENGIE italia a interjeté appel du jugement en novembre 2018 et la Cour d'appel lui a donné raison en novembre 2019 au motif que les justificatifs exigés par l'Administration fiscale n'étaient pas légaux et que cette dernière devait prendre en compte la situation factuelle du contribuable pour déterminer l'assujettissement aux accises. L'administration fiscale a la possibilité de renvoyer l'affaire devant la Cour de cassation.

25.3.8 Italie – Procédure concurrence

Le 9 mai 2019, une amende de 38 millions d'euros a été infligée conjointement et solidairement à ENGIE Servizi SpA et ENGIE Energy Services International S.A. par l'Autorité de la Concurrence italienne pour certaines prétendues pratiques anticoncurrentielles relatives à l'attribution du marché Consip FM4 2014. Un appel a été interjeté devant le Tribunal Administratif Régional de Lazio (TAR Lazio). Le TAR Lazio a suspendu le paiement de l'amende. La procédure en appel est pendante.

25.4 Amérique latine

25.4.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le Tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre de la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

25.4.2 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnements et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite en Uruguay le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes.

Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage avec siège à Madrid, sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI), et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le Tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains ; ENGIE a été formellement cité dans cette procédure le 5 décembre 2018. Les deux procédures sont pendantes.

25.4.3 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 492 millions de real brésiliens, dont 229 millions de real brésiliens de taxes auxquelles viennent s'ajouter amendes et intérêts.

ENGIE Brasil Energia conteste ces avis de rectification et a introduit des réclamations fiscales en 2019 que l'administration fiscale a toutefois rejetées. Une dernière contestation en phase administrative (avant recours éventuels devant les cours et tribunaux) a été introduite par ENGIE Brasil Energia en janvier 2020.

25.5 Autres

25.5.1 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux types de transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. À l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'État luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission.

25.5.2 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. EEMHS a interjeté appel devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure en appel est pendante.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 26 Événements postérieurs à la clôture

Le Groupe a annoncé le 22 janvier 2020 un partenariat avec la société Edelweiss Infrastructure Yield Plus Fund (EIYP) pour la cession d'une participation majoritaire dans des actifs solaires en exploitation en Inde. Cette cession devrait se finaliser au 1er semestre 2020 et avoir un impact positif de plus de 400 millions d'euros sur la dette nette du Groupe.

Le Groupe a également annoncé le 23 janvier 2020 avoir remporté l'appel d'offres lancé par Sterlite pour l'acquisition d'un projet de concession de 30 ans. Le projet comprend la construction, l'exploitation et la maintenance d'une ligne de transport d'électricité de 1 800 km, d'une nouvelle sous-station et l'extension de trois autres sous-stations dans le nord du Brésil. Tous les permis d'installation nécessaires ont été obtenus pour commencer la construction en 2020. Le coût total de l'investissement dans le projet devrait s'élever à 750 millions d'euros.

NOTE 27 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 28 avril 2014 a décidé de renouveler le mandat de Commissaires aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2014 à 2019.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	Total
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**5,5**	**6,7**	**12,2**	**5,9**	**7,0**	**12,9**	**25,1**
• ENGIE SA	2,2	-	2,2	2,7	-	2,7	5,0
• Entités contrôlées	3,3	6,7	10,0	3,2	7,0	10,2	20,2
Services autres que la certification des comptes	**0,8**	**1,4**	**2,3**	**0,8**	**0,9**	**1,8**	**4,0**
• ENGIE SA	0,6	-	0,6	0,7	-	0,7	1,3
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,4*	-	*0,4*	*0,3*	-	*0,3*	*0,7*
Dont autres missions d'audit	*0,2*	-	*0,2*	*0,4*	-	*0,4*	*0,6*
Dont missions de revue de contrôle interne	-	-	-	-	-	-	-
Dont services de due diligence	-	-	-	-	-	-	-
Dont missions fiscales	*0,0*	-	*0,0*	*0,0*	-	*0,0*	*0,0*
• Entités contrôlées	0,2	1,4	1,7	0,1	0,9	1,0	2,7
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	-	*0,5*	*0,5*	*0,1*	*0,3*	*0,3*	*0,9*
Dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,1*	*0,2*	*0,0*	*0,2*	*0,2*	*0,4*
Dont missions de revue de contrôle interne	*0,0*	*0,0*	*0,1*	-	-	-	*0,1*
Dont services de due diligence	*0,1*	*0,2*	*0,3*	-	*0,0*	*0,0*	*0,3*
Dont missions fiscales	*0,0*	*0,6*	*0,6*	*0,0*	*0,5*	*0,5*	*1,0*
TOTAL	**6,4**	**8,1**	**14,5**	**6,8**	**7,9**	**14,7**	**29,2**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 28 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités des secteurs reportables Reste de l'Europe et Autres 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, Epon Eemscentrale III BV, Epon Eemscentrale IV BV, Epon Eemscentrale V BV, Epon Eemscentrale VI BV, Epon Eemscentrale VII BV, Epon Eemscentrale VIII BV, Epon International BV, Epon Power Engineering BV, ENGIE Portfolio Management BV, IPM Energy Services BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Corp Luxembourg SARL, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2019

A 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 2019, 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 qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2019 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 ou par le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés qui expose, notamment, le changement de méthode comptable relatif à l'application au 1er janvier 2019 de la norme IFRS 16 « Contrats de location » ainsi que les impacts de la décision de mars 2019 de l'IFRIC liée au « règlement physique des contrats d'achat ou de vente d'un élément non-financier ».

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.823-9 et R.823-7 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Evaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles

[notes 13, 14 et 15]

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2019, la valeur nette de l'actif immobilisé de votre Groupe relatif aux *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à 77,7 milliards d'euros (après comptabilisation de pertes de valeur de 1,8 milliard d'euros), soit 48,6 % du total bilan. Cet actif immobilisé est notamment composé :

- de *goodwill* pour 18,7 milliards d'euros, principalement alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie (« UGT ») Benelux (4,3 Md€), GRDF (4 Md€), France Renouvelables (1,2 Md€), Royaume-Uni (1,1 Md€), France BtoB (1 Md€), et France BtoC (1 Md€) ;
- d'immobilisations incorporelles pour 7 milliards d'euros ;
- d'immobilisations corporelles pour 52 milliards d'euros.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels votre Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :

- des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et par le Conseil d'Administration ; et
- au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie établie 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 2023-2040 approuvé par le Comité Exécutif.

Ces valeurs recouvrables reposent sur des hypothèses clés relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre régulatoire dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur le montant des pertes de valeur à comptabiliser. En ce qui concerne les principales UGT *goodwill*, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses suivantes :

- s'agissant de l'UGT Benelux, les performances opérationnelles, l'évolution à long terme de la demande d'électricité et de gaz, de prix du CO_2, de prix de l'électricité et des combustibles ainsi que l'évolution du cadre régulatoire relatif à la production nucléaire en Belgique au-delà de 2025 et aux conditions de prolongation des droits de tirage sur les centrales nucléaires en France au-delà de leur durée de vie actuelle ;
- s'agissant de l'UGT France Renouvelables, les perspectives et les conditions de renouvellement des concessions hydroélectriques en France.

Ces évaluations sont par ailleurs sensibles aux hypothèses macroéconomiques (taux d'inflation et taux d'actualisation) appliquées.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels une décision de cession est prise est déterminée quant à elle 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 de leur importance significative dans les comptes de votre Groupe et parce qu'elle nécessite l'utilisation d'hypothèses et d'estimations à apprécier dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie, dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

Notre réponse

Nous avons examiné la définition des UGT ainsi que l'allocation des *goodwill* aux différentes UGT.

Nous avons apprécié les dispositifs de votre Groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la Direction.

Nous avons 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 experts en évaluation.

Nos travaux 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, du charbon et du pétrole, inflation) dont nous avons apprécié la cohérence avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
- 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 réglementations 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 ayant recours à l'utilisation de spécialistes internes ;
- les analyses de sensibilité de la Direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires pour lesquelles nous avons apprécié la pertinence ;
- l'estimation du caractère hautement probable des cessions décidées par le Groupe et les éléments considérés pour en évaluer la valeur recouvrable ;
- le caractère approprié de l'information donnée dans les notes, notamment sur les analyses de sensibilités réalisées par votre Groupe.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Evaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique

[notes 19 et 19.2]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe assume des obligations relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires exploitées en Belgique. En application de la Loi Belge du 11 avril 2003, la gestion des provisions correspondantes est confiée à Synatom, société du Groupe, qui soumet, tous les 3 ans à l'approbation de la Commission des provisions nucléaires (CPN), un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. La CPN s'appuie notamment sur l'avis émis par l'Organisme National des Déchets Radioactifs et des matières Fissiles enrichies (ONDRAF) qui revoie l'ensemble des caractéristiques et paramètres techniques de ce dossier. Au 31 décembre 2019, les provisions pour la gestion du combustible nucléaire irradié et pour le démantèlement des centrales nucléaires sont estimées à partir du cadre légal et contractuel actuel et sur la base de l'avis rendu par la CPN le 12 décembre 2019. Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison de leurs montants et de leur sensibilité aux scénarios industriels retenus et aux estimations de coûts associées, tels que notamment : • s'agissant des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les décisions qui seront finalement prises par le gouvernement Belge sur le scénario de gestion du combustible irradié (retraitement d'une partie du combustible irradié ou évacuation directe, sans retraitement préalable) et sur la solution de gestion des déchets à long terme (en dépôt géologique profond ou en entreposage de longue durée en surface) ; • s'agissant des provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaires, l'approbation ou non par les autorités de sûreté nucléaire du plan de démantèlement retenu et de son calendrier. Cette évaluation est également sensible aux hypothèses macroéconomiques (taux d'inflation et d'actualisation) appliquées.	Nous avons examiné les conclusions, observations et recommandations formulées dans les avis de l'ONDRAF et de la CPN. Nous avons contrôlé les bases sur lesquelles les provisions ont été évaluées et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses techniques et aux scénarios industriels, notamment pour la gestion du combustible irradié, ainsi qu'aux hypothèses de coûts, d'échéancier des opérations et de taux d'actualisation appliqués aux flux de trésorerie. Nos travaux ont principalement consisté à apprécier : • la cohérence des scénarios industriels retenus au regard de l'environnement légal et régulatoire actuel et des choix de politique nucléaire restant à effectuer en Belgique ; • la concordance des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements avec les études et devis disponibles et, pour le démantèlement, avec une étude d'un bureau d'experts indépendants mandaté par Synatom ; • le niveau des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié ; • la concordance des volumes de combustible usé produits à date et des estimations de volumes de combustible usé restant à produire avec les données d'inventaires physiques et des données prévisionnelles du Groupe ; • les modalités de détermination des taux d'actualisation retenus et leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes ; • le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses clés.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Evaluation des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux

[notes 19, 19.4 et 25]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges, procédures au titre de la concurrence, contentieux et enquêtes, avec des tiers ou des autorités judiciaires et/ou administratives y compris fiscales, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les principaux litiges pouvant avoir un impact significatif sur votre Groupe sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels décrits dans la note 25. Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.	Nos travaux ont principalement consisté à : • examiner les procédures mises en œuvre par votre Groupe afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ; • comparer ces analyses aux confirmations obtenues des avocats ; • apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par votre Groupe ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes de votre Groupe. Nous avons également eu recours à nos experts pour les analyses les plus complexes ; • apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes de l'annexe aux comptes consolidés.

Estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz réalisées et non relevées (dit «énergie en compteur»)

[notes 7.1 et 7.2.1]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison ce qui conduit votre Groupe à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2019, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 3,3 milliards d'euros et concernent principalement 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 » qui tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. Compte tenu des montants en jeu et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.	Les travaux que nous avons effectués en France et en Belgique 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 dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par le Groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • examiné 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 ; • analysé la cohérence des volumes livrés avec le Bilan énergie, qui correspond à la réalité physique des opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) et de ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux, préparé par le Groupe ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article

L. 823-10 de ce Code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre Assemblée générale du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres et du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES.

Au 31 décembre 2019, nos cabinets étaient dans la douzième 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. 823-10-1 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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 822-10 à L. 822-14 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.

A Paris-La Défense, le 10 mars 2020

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Olivier Broissand Patrick E. Suissa

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson Stéphane Pédron

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.4 Comptes sociaux

6.4.1 États financiers sociaux 347

6.4.2 Notes aux comptes sociaux 351

NOTE 1 Règles et méthodes comptables 351

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices 355

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles 356

NOTE 4 Immobilisations financières 357

NOTE 5 Stocks et en-cours 362

NOTE 6 Créances 362

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement 363

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif 363

NOTE 9 Capitaux propres 364

NOTE 10 Provisions 365

NOTE 11 Dettes financières 367

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif 371

NOTE 13 Résultat d'exploitation 371

NOTE 14 Résultat financier 373

NOTE 15 Résultat exceptionnel 373

NOTE 16 Situation fiscale 374

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux) 375

NOTE 18 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel 383

NOTE 19 Litiges 388

NOTE 20 Éléments relatifs aux parties liées 389

NOTE 21 Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif 390

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture 390

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 390

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices 391

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

Actif

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2019 Brut	Amortissements et dépréciations	Net	31 déc. 2018 Net
ACTIF IMMOBILISÉ						
Immobilisations incorporelles		3	1 842	1 288	554	503
Immobilisations corporelles		3	1 018	637	381	384
Immobilisations financières		**4**				
Titres de participation			74 853	7 288	67 564	68 302
Autres immobilisations financières			139	64	75	79
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	**I**		**77 851**	**9 277**	**68 574**	**69 268**
ACTIF CIRCULANT						
Stocks et en-cours		**5**				
Gaz			550	-	550	1 005
Certificats d'Économie d'Énergie			47	5	42	45
Autres stocks et en-cours			311	-	311	161
Avances et acomptes versés sur commandes			**45**	**-**	**45**	**26**
Créances d'exploitation		**6**				
Créances clients et comptes rattachés			4 145	351	3 794	6 487
Autres créances			667	-	667	641
Créances diverses						
Comptes courants des filiales			7 753	-	7 753	5 216
Autres créances			2 638	1	2 638	2 697
Valeurs mobilières de placement		**7**	**1 852**	**2**	**1 850**	**2 434**
Disponibilités			**288**	**-**	**288**	**382**
TOTAL ACTIF CIRCULANT	**II**		**18 297**	**359**	**17 938**	**19 094**
COMPTES DE RÉGULARISATION	**III**	**8**	**1 416**	**-**	**1 416**	**2 252**
ÉCARTS DE CONVERSION – ACTIF	**IV**	**8**	**310**	**-**	**310**	**339**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À IV)**		**97 874**	**9 636**	**88 237**	**90 953**

NB : 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Passif

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
FONDS PROPRES				
CAPITAUX PROPRES		**9**		
Capital social			2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion			31 470	32 565
Écarts de réévaluation			39	41
Réserve légale			244	244
Autres réserves			17	256
Report à nouveau			-	289
Résultat net de l'exercice			(196)	1 102
Acompte sur dividende			-	(892)
Provisions réglementées et subventions d'investissement		10.2	585	576
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**I**		**34 594**	**36 616**
AUTRES FONDS PROPRES	**II**		**6**	**9**
TOTAL FONDS PROPRES	**I + II**		**34 600**	**36 625**
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	**III**	**10.1**	**2 472**	**2 424**
DETTES		**11**		
DETTES FINANCIÈRES		**11**		
Emprunts			30 842	27 498
Dettes rattachées à des participations			6 800	5 250
Comptes courants des filiales			1 051	2 749
Autres			541	583
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**IV**		**39 234**	**36 080**
PASSIF CIRCULANT				
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			15	6
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			6 408	8 677
Dettes fiscales et sociales			1 206	1 225
Autres dettes			2 408	3 587
TOTAL PASSIF CIRCULANT	**V**		**10 038**	**13 495**
TOTAL DETTES	**IV+V**		**49 272**	**49 575**
COMPTES DE RÉGULARISATION	**VI**	**12**	**1 463**	**1 926**
ÉCARTS DE CONVERSION – PASSIF	**VII**	**12**	**431**	**403**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À VI)**		**88 237**	**90 953**

NB : 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Ventes d'énergie		14 233	25 017
Autre production vendue		3 048	2 816
CHIFFRE D'AFFAIRES	**13.1**	**17 282**	**27 833**
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		18	13
PRODUCTION		**17 300**	**27 846**
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(6 094)	(17 712)
Autres achats		(4 454)	(3 762)
Autres charges externes		(6 652)	(6 464)
VALEUR AJOUTÉE		**100**	**(92)**
Subventions reçues		62	70
Impôts et taxes		(104)	(131)
Charges de personnel	13.2	(470)	(651)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**(412)**	**(804)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(230)	(203)
Dotations nettes aux provisions	13.3	(91)	97
Transfert de charges		30	39
Autres charges		(227)	(188)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		**(931)**	**(1 058)**
RÉSULTAT FINANCIER	**14**	**1 192**	**3 718**
RÉSULTAT COURANT		**262**	**2 660**
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	**15**	**(835)**	**(2 107)**
IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS	**16.2**	**377**	**549**
RÉSULTAT NET		**(196)**	**1 102**

NB : 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2019	31 déc. 2018
Capacité d'autofinancement de l'exercice	**1**	**1 160**	**3 152**
Variation des stocks		(308)	340
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		(2 604)	2 046
Variation des dettes fournisseurs		2 344	(1 784)
Variation des autres postes		502	(918)
Variation du besoin en fonds de roulement	**2**	**(66)**	**(317)**
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	**(1-2) = I**	**1 226**	**3 468**
Immobilisations incorporelles et corporelles		279	260
Immobilisations financières		379	4 544
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	**1**	**658**	**4 804**
Contributions de tiers		8	7
Produits des cessions d'éléments d'actif		234	465
Réduction des immobilisations financières		18	114
Ressources	**2**	**260**	**587**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	**(1-2) = II**	**398**	**4 217**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	**(I-II) = III**	**828**	**(749)**
Augmentation et diminution de capital	**1**	**-**	**(15)**
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	**2**	**(1 834)**	**(1 740)**
Emprunts obligataires		5 294	2 329
Emprunts Groupe		2 300	850
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		345	191
Appel au marché financier	**3**	**7 939**	**3 370**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(3 254)	(2 729)
Remboursements	**4**	**(3 254)**	**(2 729)**
FINANCEMENT	**(1+2+3+4) = IV**	**2 851**	**(1 114)**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	**(III+IV) = V**	**3 679**	**(1 862)**

NB : 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

NOTE 1 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2019 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.

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 qui déroge au Plan Comptable Général 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 de la volatilité importante des marchés a été prise en considération par ENGIE SA dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés notamment pour les tests de perte de valeur. Cet environnement a conduit ENGIE SA à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans ses évaluations.

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

  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 modifier les pertes de valeur à comptabiliser ;

- la valorisation des instruments financiers

  Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA doit utiliser des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

  Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05, 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 contrats dérivés ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision ; et celle-ci 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

  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 (cf. paragraphe *Créances d'exploitation* ci-après) ;

- l'évaluation des provisions pour risques et charges

  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

  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, amorties 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 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.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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, ou d'y exercer une influence notable ou qui permettent 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 notamment par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, ou à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (DCF et DDM) 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 où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

En application du règlement n° 2015-06 de l'ANC – article 9, le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence des 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 liaison 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

Figurent essentiellement dans ce compte, 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.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

Un 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 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 règlement ANC n° 2014-03 – Plan Comptable Général, articles 616-1 à 616-18 relatifs au traitement comptable des certificats d'économie d'énergie relevant du modèle «économies d'énergie».

Les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie laquelle est éteinte par :

- l'achat des certificats ; ou
- la réalisation de dépenses d'économies d'énergie ayant la nature de charges du cycle de production permettant l'obtention des certificats ; ou
- 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. Les certificats acquis à leur coût d'acquisition sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré ;
- sorties de stocks : les sorties de certificats, 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).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 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.

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a établi un Prix de Référence de Marché (PRM) des enchères de Garanties de Capacité pour l'année 2020 à 19 458,3 €/MW.

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 règlement ANC n° 2014-03 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 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. Elles sont valorisées au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz 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 nettées 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 au gaz livré non facturé est également pris en compte.

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 pour 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.

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 n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, leur remboursement n'étant pas perpétuel.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France 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 de remise en état des sites est constituée dès l'existence d'un engagement vis-à-vis d'un tiers (conclusion d'une offre engageante de cession du bien). Les provisions sont évaluées actif par actif et reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction des informations actuelles relatives à l'état des connaissances techniques et 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 et d'options d'achat d'actions

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.

Dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions, une provision est constituée dès lors qu'à la clôture de l'exercice, le cours de l'action est supérieur au prix d'exercice des options d'achat accordées. Elle 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 d'achat des titres, déduction faite du prix d'exercice acquitté par les salariés.

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.

Conformément à l'avis du Comité d'Urgence du Conseil National de la Comptabilité (CNC) n° 2005-C et en application de la méthode retenue par ENGIE SA telle que décrite ci-avant, 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 (cf. 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.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Conformément à la méthode préférentielle recommandée par le CNC, 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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.

L'article 66 de la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012 a instauré un Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE). Il est comptabilisé en réduction de la charge d'impôt au crédit du compte d'impôt sur les bénéfices.

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices

Faits significatifs de l'exercice

En 2019, la révision triennale des provisions pour le démantèlement et la gestion des matières fissiles irradiées des centrales nucléaires en Belgique ainsi que la mise à jour des perspectives macroéconomiques ont impacté fortement à la baisse la valeur des titres Electrabel, entraînant la comptabilisation d'une dépréciation de 1 581 millions d'euros.

Comparabilité des exercices

L'exercice 2019 est comparable à l'exercice 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2018	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2019
Incorporelles	**1 660**	**223**	**(46)**	**5**	**1 842**
Applications informatiques	1 089	-	(46)	233	1 276
Autres	362	-	-	-	362
En-cours [1]	209	223	-	(228)	204
Corporelles	**1 007**	**56**	**(40)**	**(5)**	**1 018**
Terrains	32	1	(3)	-	30
Actif de démantèlement	5	-	(2)	-	3
Constructions	486	1	(20)	6	473
Installations techniques	265	1	(14)	14	266
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	111	-	(1)	13	123
Autres	28	-	-	-	28
En-cours	80	53	-	(38)	95
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 667**	**279**	**(86)**	**-**	**2 860**

(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. 2018	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2019
Incorporelles	**975**	**159**	**(10)**	**1 125**
Applications informatiques	818	139	(10)	947
Autres	158	20	-	178
Corporelles	**597**	**39**	**(24)**	**613**
Terrains	-	-	-	-
Actif de démantèlement	5	-	(2)	3
Constructions	376	10	(16)	370
Installations techniques	124	18	(6)	136
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	67	10	-	77
Autres	26	1	-	27
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	**1 573**	**198**	**(34)**	**1 738**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2019
Immobilisations incorporelles	181	-	(18)	163
Immobilisations corporelles	25	19	(21)	24
TOTAL	**207**	**19**	**(39)**	**187**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018
Dotations aux amortissements d'exploitation	**180**	**172**
Dotation aux amortissements linéaires	178	169
Dotation aux amortissements dégressifs	2	2
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	-	1
Dotations aux amortissements exceptionnels	**18**	**18**
Reprises sur amortissements et dépréciations	**-**	**-**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019	Valeurs nettes au 31 déc. 2018
Incorporelles	**1 842**	**(1 125)**	**(163)**	**554**	**503**
Applications informatiques	1 276	(947)	(4)	325	266
Autres	362	(178)	(158)	26	28
En-cours	204	-	(1)	203	209
Corporelles	**1 018**	**(613)**	**(24)**	**381**	**384**
Terrains	30	-	(1)	29	29
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	473	(370)	(11)	92	88
Installations techniques	266	(136)	-	130	141
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	123	(77)	(12)	34	43
Autres	28	(27)	-	1	3
En-cours	95	-	-	95	80
Avances et acomptes	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**2 860**	**(1 738)**	**(187)**	**935**	**887**

NOTE 4 Immobilisations financières

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2019
Titres de participation	**74 667**	**190**	**(4)**	**-**	**74 853**
Titres de participation consolidés	74 040	175	-	-	74 215
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	285	-	-	-	285
Titres de participation non consolidés	342	15	(4)	-	353
Autres immobilisations financières	**598**	**246**	**(705)**	**-**	**139**
Autres titres immobilisés	42	-	-	-	42
Créances rattachées à des participations	511	4	(458)	-	57
Prêts	14	51	(52)	-	13
Autres immobilisations financières	31	191	(195)	-	27
TOTAL	**75 265**	**436**	**(709)**	**-**	**74 992**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et 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 créances rattachées s'explique par le dénouement du litige argentin et la comptabilisation en pertes des créances d'ENGIE SA vis-à-vis de ses filiales argentines pour 458 millions d'euros.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2019 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE New Business pour 77 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE Information & Technologies pour 50 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE China Investment Company pour 28 millions d'euros.
- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE New Ventures pour 20 millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, le poste «Autres immobilisations financières» est composé de :

- dépôts versés pour 17 millions d'euros ;
- titres détenus dans le cadre de contrats de liquidités pour 10 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

4.2 Dépréciations

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2019
Titres de participation consolidés	5 846	1 638	(609)	-	6 875
Titres de participation consolidés – Malis techniques (1)	284	-	(105)	-	179
Titres de participation non consolidés	235	1	(1)	-	235
Autres titres immobilisés	8	-	-	-	8
Créances rattachées à des participations	510	4	(458)	-	56
Prêts	1	-	(1)	-	-
TOTAL	**6 884**	**1 643**	**(1 174)**	**-**	**7 353**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - Electrabel pour 1 581 millions d'euros,
  - ENGIE Information & Technologies pour 50 millions d'euros,
  - ENGIE China Investment Company pour 6 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - COGAC pour 450 millions d'euros,
  - SUEZ pour 245 millions d'euros,
  - ENGIE New Ventures pour 13 millions d'euros,
  - GENFINA pour 6 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 ;
- à la valeur de rendement pour les sociétés cotées en bourse, notamment SUEZ. Elle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice ;
- à 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 trajectoires supportant ces valeurs proviennent du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 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 2023-2040. Ces projections constituant le scénario de référence Groupe ont été approuvées en décembre 2019. 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 ;
- 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 correspondent aux trajectoires présentées dans le rapport «Canfin, Grandjean et Mestrallet» publié en juillet 2016, et aux objectifs de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le «pacte vert pour l'Europe» présenté en décembre 2019. 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.

En particulier, les hypothèses les plus structurantes pour la détermination de la valeur d'utilité d'Electrabel, dont la valeur comptable représente près de la moitié du portefeuille titres d'ENGIE SA, concernent l'évolution :

- du cadre régulatoire de ses activités dans chacun des pays d'implantation et notamment du cadre régulatoire belge portant sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge ;
- de la demande de gaz et d'électricité ;
- des prix de l'électricité ;
- des taux de change ;
- et des taux d'actualisation.

Electrabel porte directement ou via des participations en Europe et à l'international les activités opérationnelles principales suivantes :

- activités de production et de vente d'électricité :
  - à partir du parc de centrales nucléaires en Belgique,
  - à partir de capacités thermiques principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Grèce, 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 ;
- activités de commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Australie, Singapour ;
- activités de gestion et d'optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

4.3 Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2019	Valeurs nettes au 31 déc. 2018
Titres de participation	**74 853**	**(7 289)**	**67 564**	**68 302**
Titres de participation consolidés	74 215	(6 875)	67 340	68 193
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	285	(179)	106	2
Titres de participation non consolidés	353	(235)	118	107
Autres immobilisations financières	**139**	**(64)**	**75**	**79**
Autres titres immobilisés	42	(8)	34	34
Créances rattachées à des participations	57	(56)	1	1
Prêts	13	-	13	13
Autres immobilisations financières	27	-	27	31
TOTAL	**74 992**	**(7 353)**	**67 639**	**68 381**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

4.4 Filiales et participations

Certaines données du tableau sont non auditées.

En millions d'euros	Capital social au dernier bilan connu	Autres capitaux propres au dernier bilan connu hors capital social	% du capital détenu au 31 déc. 2019
Raison sociale			
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%)			
Aguas Provinciales de Santa Fe (Données en monnaie locale d'opération)	1	(132)	64,19%
Celizan	-	-	100,00%
COGAC	1 287	(406)	100,00%
Ecometering	22	(16)	99,00%
Electrabel	4 640	12 911	99,13%
Electrabel France	532	(175)	100,00%
ENGIE Alliance	100	(49)	64,00%
ENGIE China Investment Company	43	(7)	100,00%
ENGIE Énergie Services	699	239	100,00%
ENGIE Energy Services International	1 571	321	100,00%
ENGIE Finance	5 460	200	100,00%
ENGIE Information & Technologies	5	(47)	100,00%
ENGIE Management Company	63	(84)	100,00%
ENGIE New Business	167	(3)	100,00%
ENGIE New Ventures	69	8	100,00%
ENGIE Rassembleurs d'Énergies	50	(13)	100,00%
GDF International	3 972	666	100,00%
GENFINA	392	173	100,00%
GRDF	1 801	1 779	100,00%
GRTgaz	620	3 644	74,78%
SFIG	55	9	100,00%
Sopranor	-	4	100,00%
Storengy SAS	2 733	15	100,00%
50Five	-	6	100,00%
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)			
Aguas Argentinas	26	(543)	48,20%
SUEZ (anciennement SUEZ Environnement)	2 485	5 937	32,06%
B – Renseignements concernant les autres filiales ou participations			
1. Filiales non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
2. Participations non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
TOTAL			

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Valeur comptable des titres détenus au 31 déc. 2019		Montant des prêts et avances consentis par ENGIE SA	Montant des cautions et avals fournis par ENGIE SA	Chiffre d'affaires du dernier exercice connu	Bénéfice net ou perte du dernier exercice connu	Dividendes encaissés par ENGIE SA au cours de l'exercice	Date de clôture du dernier exercice connu (comptes provisoires non certifiés)
Brut	Provisions						
39	(39)	-	-	-	65	-	12/2018
31	(31)	-	-	-	-	-	12/2019
2 434	(822)	-	-	-	66	-	12/2019
38	(34)	-	-	8	-	-	12/2019
34 148	(4 138)	-	-	11 077	(417)	-	12/2018
1 641	-	-	-	-	(65)	-	12/2019
62	-	-	1 000	-	(49)	-	12/2019
123	(87)	-	-	-	(7)	-	12/2019
2 933	-	-	-	2 394	(13)	524	12/2019
3 908	-	-	-	2	(12)	-	12/2019
5 567	-	7 295	-	-	103	181	12/2019
128	(128)	-	-	377	(45)	-	12/2019
115	(115)	-	-	172	(6)	-	12/2019
167	-	-	-	-	(3)	-	12/2019
92	-	-	-	-	1	-	12/2019
50	(7)	-	-	-	(2)	-	12/2019
3 972	-	-	-	-	294	39	12/2019
2 627	(1 326)	-	-	-	4	-	12/2019
8 405	-	-	-	3 486	306	589	12/2019
2 240	-	-	1	1 886	334	327	12/2019
58	-	-	-	2	13	-	12/2019
245	(240)	-	-	-	-	-	12/2019
2 733	-	-	-	62	22	-	12/2019
26	-	-	-	8	(7)	-	12/2018
145	(145)	-	-	-	(182)	-	12/2018
2 820	(148)	-	-	83	387	130	12/2018
57	(20)	-	-	-	-	1	
9	-	-	-	-	-	-	
21	(8)	-	-	-	-	49	
23	-	-	-	-	-	-	
48	(8)	-	-	-	-	2	
-	-	-	-	-	-	-	
74 905	**(7 296)**					**1 842**	

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 5 Stocks et en-cours

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2019
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	1 005	1 017	(1 473)	550
Certificats d'Économie d'Énergie	50	372	(375)	47
Garanties de capacités électricité	161	154	(4)	311
TOTAL	**1 215**	**1 543**	**(1 851)**	**908**

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2019 est en diminution de 455 millions d'euros par rapport à fin décembre 2018.

Effets prix et volumes s'ajoutent pour entraîner la baisse de la valeur du stock de gaz naturel, principalement sur les stockages souterrains français.

5.2 Certificats d'économie d'énergie

Le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 (modifiant l'article R. 221-1 du code de l'énergie) prolonge la quatrième période d'une année et modifie le volume de TWh cumac exigible sur la nouvelle période.

De ce fait, l'objectif national d'économie d'énergie pour cette quatrième période, du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2021, est désormais fixé à 2 133 TWh sur 4 ans pour l'ensemble des vendeurs, dont 533 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, ce dernier objectif ayant été instauré par l'article 30 de la Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV).

En application du décret n° 2017-690 du 2 mai 2017, 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 : 0,278 kWh cumac*/kWh vendu pour le gaz naturel, et 0,463 pour l'électricité (*cumac : unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement).

Pour l'obligation CEE «précarité énergétique» (533 TWhc), le coefficient de proportionnalité permettant de calculer l'obligation CEE à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique supplémentaire à l'obligation CEE «classique» est fixé à 0,333.

De plus, dans le cadre de sa mission, le Pôle National des Certificats d'Économies d'Énergie (PNCEE) a décidé de retirer la délivrance de 1 TWh de CEE. ENGIE SA conteste cette décision mais a constaté en 2018 une dépréciation de ces CEE de 4,5 millions d'euros.

NOTE 6 Créances

6.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2019	Degré de liquidité		
		À fin 2020	De 2021 à 2024	2025 et au-delà
Actif immobilisé	**139**	**5**	**2**	**132**
Créances rattachées à des participations	56	4	-	53
Prêts	13	1	2	10
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	69	-	-	69
Actif circulant	**15 249**	**15 027**	**107**	**115**
Créances clients et comptes rattachés (1)	4 145	4 113	32	-
Comptes courants des filiales	7 753	7 753	-	-
Autres créances d'exploitation	667	667	-	-
Autres créances	2 638	2 448	75	115
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	45	45	-	-
TOTAL	**15 388**	**15 031**	**109**	**247**

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 664 millions d'euros TTC au 31 décembre 2019 contre 592 millions d'euros TTC au 31 décembre 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2019
Créances rattachées à des participations	510	4	(458)	-	56
Prêts	1	-	(1)	-	-
Créances clients et comptes rattachés	286	239	(174)	-	351
Autres créances diverses	15	-	(14)	-	1
TOTAL	**813**	**243**	**(647)**	**-**	**409**

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2019	Valeurs nettes au 31 déc. 2018
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	303	(2)	301	440
OPCVM	1 047	-	1 047	1 522
Dépôts à terme	502	-	502	473
TOTAL	**1 852**	**(2)**	**1 850**	**2 434**

La valeur brute des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2019 est de 303 millions d'euros et fait l'objet d'une dépréciation de 2 millions d'euros, soit une valeur nette comptable de 301 millions d'euros. La valeur nominale des actions autodétenues est de 22 millions d'euros.

Le stock de titres d'autocontrôle se décompose en deux catégories :

- les actions non encore affectées à un plan futur (27 millions d'euros). Le cours moyen des vingt dernières cotations de l'exercice de ces actions étant inférieur au cours d'acquisition, ces actions font l'objet d'une dépréciation pour 2 millions d'euros ;
- les actions affectées à un plan (275 millions d'euros). Ces actions sont valorisées au cours du jour de la décision d'attribution, par le Conseil d'Administration, du plan auquel elles sont affectées. Ces actions sont conservées jusqu'à leur livraison à leur valeur nette comptable et font l'objet d'une provision constatée au passif (cf. Note 10.1.2).

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2019
Primes de remboursement des emprunts	143	51	(31)	163
Frais d'émission d'emprunts à étaler	48	14	(13)	49
Contrats optionnels	227	2	-	229
Instruments financiers	1 834	133	(993)	974
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**2 252**	**200**	**(1 037)**	**1 415**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	**339**	**68**	**(97)**	**310**

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 devise.

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 devise et/ou aux achats/ventes de commodités.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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**

Au cours de l'exercice 2019, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 12 455 417 actions et des cessions cumulées de 12 455 417 actions ayant généré une plus-value nette de 343 561 euros. Au 31 décembre 2019, 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 (cf. Note 9.3), ENGIE SA détient 22 153 694 actions propres au 31 décembre 2019.

9.2 Évolution des capitaux propres

En millions d'euros	
Capitaux propres au 31 décembre 2018	**36 616**
Dividendes distribués et acompte sur dividende et autres	(1 833)
Écarts de réévaluation	(2)
Provisions réglementées – Subventions investissements	9
Résultat	(196)
Capitaux propres au 31 décembre 2019	**34 594**

ENGIE SA a versé en 2019 :

- au titre de l'exercice 2018, un dividende net de l'acompte sur dividende versé en 2019, de 0,38 euro par action pour un montant total de 917 millions d'euros et un dividende exceptionnel de 0,37 euro par action pour un montant de 892,8 millions d'euros, déduction faite des actions autodétenues au jour de la mise en paiement des dividendes pour 16,7 millions d'euros. Le dividende total 2018 s'élève à un montant total de 2 718 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,112 euro par action pour un montant total de 23,7 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 de conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2019, ENGIE SA a attribué à certains salariés du Groupe ENGIE, 5 344 889 actions gratuites.

En 2019, ENGIE SA a livré 1 730 831 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 20 384 268 actions au 31 décembre 2019.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2019, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 22 153 694 au 31 décembre 2019, pour un montant total de 301 millions d'euros net de provision. Leur valeur de marché au 31 décembre 2019 ressort à 322 millions d'euros.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période *(en millions d'euros)* 2019	2018
Actions gratuites attribuées					
Plan ENGIE 10 décembre 2014	1 009 995	401 844	19,93	(8,66)	(58,55)
Plan LINK Abondement 10 décembre 2014	125 142	116 855	19,93	(1,78)	0,13
Plan ORS 2015 10 décembre 2015	86 437	-	19,88	0,32	0,11
Plan ENGIE 16 décembre 2015	3 349 695	1 086 714	16,02	(46,50)	9,29
Plan ENGIE 24 février 2016	66 265	58 928	19,93	(1,14)	(1,21)
Plan ENGIE 14 décembre 2016	5 297 560	-	12,03	(6,21)	29,51
Plan ENGIE 1er mars 2017	149 178	66 490	11,65	(1,35)	1,01
Plan ENGIE 13 décembre 2017	5 278 045	-	14,70	13,76	29,77
Plan ENGIE 7 mars 2018	135 583	-	12,65	0,35	0,86
Plan LINK Abondement 2 août 2018	301 816	-	13,44	0,60	0,46
Plan ENGIE 11 décembre 2018	5 001 510	-	12,26	16,88	1,39
Plan ENGIE 27 février 2019	187 674	-	13,90	0,85	-
Plan ENGIE 17 décembre 2019	5 157 215	-	14,73	0,83	-
TOTAL	**26 146 115**	**1 730 831**		**(32,06)**	**12,76**

La mise en place en 2019 de la refacturation des charges au titre des plans d'actions gratuites aux entités du Groupe a conduit à la revalorisation de ces plans au cours d'attribution et à la revalorisation des provisions sur malis. L'impact de ces écritures est une reprise de ces provisions pour 32 millions d'euros.

6

NOTE 10 Provisions

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Autres	Au 31 déc. 2019
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	10	12	(1)	-	-	21
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	266	49	(41)	(33)	-	241
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	23	2	(1)	-	-	23
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	1 107	134	(172)	-	-	1 069
Risques sur filiales	53	20	(14)	-	-	59
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	965	752	(600)	(58)	-	1 059
TOTAL	**2 424**	**969**	**(829)**	**(91)**	**-**	**2 472**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2019 s'élèvent à 21 millions d'euros contre 10 millions d'euros en 2018. Elles concernent la remise en état des sites ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé et couvrent notamment les obligations de mise en sécurité (qualité des eaux souterraines, pollution de l'air, autres) en l'état actuel de leur utilisation. La provision couvre enfin la remise en état des locaux de La Défense et de Lyon (Monolyte).

En 2015, a été mis en place un Plan National de Cessions immobilières (PNC) sur 5 ans qui comportait 236 sites non stratégiques.

Dès l'existence d'une offre engageante de cession du bien, une provision pour coût de démantèlement est constatée au passif avec pour contrepartie un actif de démantèlement amorti sur sa durée résiduelle.

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2019
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	4	12	-	-	15
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	6	-	(1)	-	5
TOTAL	**10**	**12**	**(1)**	**-**	**21**

Au 31 décembre 2019, la provision pour remise en état de sites se décompose de la manière suivante :

- provision avec actif de démantèlement en contrepartie : 3,4 millions d'euros ;
- provision antérieure : 1 million d'euros.

Une provision pour garantie d'imprévus a été comptabilisée dans le cadre du projet Campus. Il est en effet prévu contractuellement, avec la Métropole du Grand Paris, qu'ENGIE SA prendra à sa charge les travaux à hauteur de 14 millions d'euros TTC – soit 11,7 millions d'euros HT – en cas d'imprévu («imprévu» signifiant tout élément non prévisible et qui résulte de la présence dans les sols et sous-sols d'ouvrages enfouis ou d'une source exceptionnelle de pollution liée à l'activité d'ENGIE SA).

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2019, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 5 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 13 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité et 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 85 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 103 millions d'euros au 31 décembre 2019. 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 25 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

Au 31 décembre 2019, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 131 millions d'euros contre 164 millions d'euros au 31 décembre 2018.

En 2019, ENGIE SA a constaté une dotation de 34 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 66 millions d'euros 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

Suite aux différents contrôles fiscaux, ENGIE SA a doté plusieurs provisions pour risques fiscaux.

À la clôture de l'exercice 2019, la provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 22 millions d'euros soit un montant identique au 31 décembre 2018. Elle porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL.

Au 31 décembre 2019, les autres provisions relatives aux redressements des autres contributions et taxes (dont TVA, effort construction, CVAE) s'élèvent à 1,6 million d'euros.

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 2019, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 117,8 millions d'euros et repris un montant de 82 millions d'euros, conduisant à un solde de 524,5 millions d'euros à la clôture.

Au 31 décembre 2007, GRDF faisant partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz était neutre fiscalement. Pour autant, la filiale 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 de l'activité de distribution du gaz naturel. 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 2019, 90 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 2018 était de 99 millions d'euros. Une dotation relative à l'impact de l'effet changement de taux d'impôt futur a été comptabilisée pour 16 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Au 31 décembre 2019, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 068,5 millions d'euros dont 544 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

10.1.5 Autres provisions pour risques et charges

Ce poste recouvre principalement les provisions pour risques sur autres tiers, les provisions pour litiges (litiges commerciaux et réclamations) et les provisions pour risques de change et de taux. Les dotations et reprises sur ces provisions impactent surtout le résultat exceptionnel et financier.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2019 s'élèvent à 1 059 millions d'euros contre 965 millions d'euros en 2018.

Dans un contexte de changements structurels des marchés gaziers, ENGIE SA a décidé de refondre le modèle de gestion de son activité *midstream* gaz (hors GNL). Ainsi, au cours de l'exercice 2017, une nouvelle organisation a été mise en place afin de faire évoluer les modalités de gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et de stockage ainsi qu'un contrat d'échange d'électricité. Ces nouvelles modalités s'inscrivent dorénavant dans une logique de gestion individuelle des contrats concernés et non plus de gestion de portefeuille. L'impact comptable initial de ce changement s'est élevé à -678 millions d'euros. À fin décembre 2018, la provision pour contrats déficitaires s'élevait à 677 millions d'euros. Une reprise nette de provision a été constatée en 2019 pour 120 millions d'euros. À fin décembre 2019, la provision pour contrats déficitaires s'élève à 557 millions d'euros.

Le solde des provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2019 concerne principalement les contrats de réservation de capacités qualifiés de déficitaires pour 557 millions d'euros, les provisions pour litiges pour 103 millions d'euros, les provisions pour restructuration pour 50 millions d'euros, les provisions pour risques sur perte de change pour 27 millions d'euros, les provisions pour risques de taux pour 107 millions d'euros et les provisions pour autres risques pour 216 millions d'euros qui comprennent pour l'essentiel la provision pour *mark-to-market* négatif pour 197 millions d'euros.

La provision pour risques filiales s'élève à 59 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 53 millions d'euros au 31 décembre 2018.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2019
Provisions réglementées	**566**	**317**	**(316)**	**-**	**567**
Amortissements dérogatoires	512	317	(293)	-	536
Provision pour hausse de prix	54	-	(23)	-	31
Subventions d'investissement	**10**	**8**	**-**	**-**	**18**
TOTAL	**576**	**325**	**(316)**	**-**	**585**

NOTE 11 Dettes financières

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018
Emprunts	**30 842**	**27 498**
Emprunts obligataires hybrides	3 913	4 085
Emprunts obligataires	22 550	19 377
Autres emprunts	4 380	4 036
Dettes rattachées à des participations	**6 800**	**5 250**
Comptes courants filiales	**1 051**	**2 749**
Autres dettes financières	**541**	**583**
Dépôts reçus de la clientèle	25	26
Intégration fiscale	114	98
Part courue des charges d'intérêts	364	409
Soldes créditeurs de banques	4	14
Divers	34	35
TOTAL	**39 234**	**36 080**

L'augmentation des dettes financières de 3 154 millions d'euros s'explique notamment par :

- la souscription d'un nouvel emprunt à long terme auprès d'Electrabel pour 1 800 millions d'euros ;
- la hausse des encours d'emprunts obligataires en euros pour 2 975 millions d'euros ;
- la hausse de l'encours des NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) pour 323 millions d'euros ;
- partiellement compensées par la diminution de 1 698 millions d'euros sur le solde des comptes courants créditeurs des filiales due principalement à la variation du compte courant ENGIE Global Markets.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

11.2 Échéancier des dettes

		Degré d'exigibilité		
En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	À fin 2020	De 2021 à 2024	2025 et au-delà
Dettes financières	**39 234**	**8 569**	**15 067**	**15 598**
Emprunts obligataires hybrides	3 913	-	2 413	1 500
Emprunts obligataires	22 549	2 477	6 354	13 718
Autres emprunts	4 380	3 500	500	380
Dettes rattachées à des participations	6 800	1 000	5 800	-
Comptes courants filiales	1 051	1 051	-	-
Autres dettes financières	541	541	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**6 408**	**6 408**	**-**	**-**
Dettes fiscales et sociales	**1 206**	**1 206**	**-**	**-**
Autres dettes	**2 408**	**2 408**	**-**	**-**
Avances clients et comptes rattachés	1 041	1 041	-	-
Autres	1 367	1 367	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**15**	**15**	**-**	**-**
TOTAL	**49 272**	**18 607**	**15 067**	**15 598**

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2019	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	413	07/2013	07/2021	4,750%	Paris
En millions d'euros	1 000	06/2014	06/2024	3,875%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2018	04/2023	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2019	02/2025	3,250%	Paris
En millions d'euros	500	07/2019	07/2025	1,625%	Dublin

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2019	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	900	01/2009	01/2021	6,375%	Luxembourg
En millions d'euros	693	10/2010	10/2022	3,500%	Paris
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	424	11/2011	01/2020	3,125%	Paris
En millions d'euros	742	06/2012	02/2023	3,000%	Paris
En millions d'euros	410	07/2012	07/2022	2,625%	Paris
En millions d'euros	1 200	05/2014	05/2020	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 300	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2022	0,500%	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	700	03/2017	03/2024	0,875%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	500	09/2017	02/2023	0,375%	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	500	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	750	09/2019	03/2027	0,000%	Paris
En millions d'euros	900	10/2019	10/2030	0,500%	Paris
En millions d'euros	600	10/2019	10/2041	1,250%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	226	02/2009	02/2021	6,125%	Luxembourg
En millions de livres sterling	700	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	400	10/2011	10/2060	5,000%	Paris
En millions de francs suisses	275	10/2012	10/2020	1,125%	Zürich
En millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de dollars américains	750	10/2012	10/2022	2,875%	Aucune
Placements privés					
En millions d'euros	100	10/2011	10/2023	CMS10YR+0,505%	Paris
En millions d'euros	400	07/2012	01/2020	2,500%	Aucune
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Aucune
En millions d'euros	200	04/2013	04/2020	Euribor3M+0,58%	Paris
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	50	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	500	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions de yens	15 000	12/2008	10/2023	3,180%	Aucune
En millions de yens	10 000	07/2012	07/2022	1,260%	Paris
En millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	09/2017	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	11/2015	11/2021	2,681%	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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

11.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2019, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme dont l'appellation est dorénavant NEU CP, libellés en euros à hauteur de 2 351 millions d'euros (dont 896 millions d'euros à taux fixe) et des USCP (*US Commercial Paper)* en dollars américains à taux fixe pour une contrevaleur de 882 millions d'euros (991 millions de dollars américains). Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

ENGIE SA a également un encours de ligne de crédit utilisé à hauteur de 877 millions d'euros et un emprunt bancaire en dollars américains pour une contrevaleur de 267 millions d'euros (300 millions de dollars américains).

L'encours d'emprunt long terme auprès d'ENGIE Finance a diminué suite à une échéance au cours de l'année et s'élève au 31 décembre 2019 à 3 650 millions d'euros.

L'emprunt auprès d'ENGIE Alliance est stable à 850 millions d'euros.

ENGIE SA a souscrit en mars 2019 un emprunt à long terme de 1 800 millions d'euros auprès d'ENGIE Global Developments. Cet emprunt a été transféré à Electrabel en novembre 2019.

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. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
À taux variable				
Emprunts obligataires	6 469	7 210	375	378
Dettes rattachées à des participations	6 300	5 250	6 300	5 250
Autres emprunts	2 371	2 546	2 242	1 076
Comptes courants des filiales	1 051	2 749	1 051	2 749
Autres dettes financières	256	583	176	583
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 913	4 085	3 913	4 085
Emprunts obligataires	16 081	12 170	22 175	19 002
Dettes rattachées à des participations	500	-	500	-
Autres emprunts	2 009	1 487	2 138	2 957
Autres dettes financières	284	-	364	-
TOTAL	**39 234**	**36 080**	**39 234**	**36 080**

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. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 913	3 753	3 913	3 753
Emprunts obligataires	22 550	19 377	18 425	15 450
Dettes rattachées à des participations	6 800	5 250	6 800	5 250
Autres emprunts	4 380	4 033	3 231	2 905
Comptes courants des filiales	854	2 356	854	2 356
Autres dettes financières	540	522	492	522
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	-	335	-	335
Emprunts obligataires	-	-	4 125	3 927
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	-	-	1 149	1 128
Comptes courants des filiales	197	393	197	393
Autres dettes financières	-	61	48	61
TOTAL	**39 234**	**36 080**	**39 234**	**36 080**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2019
Contrats optionnels	469	50	-	519
Instruments financiers	1 457	-	(514)	943
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**1 926**	**50**	**(514)**	**1 463**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**403**	**128**	**(100)**	**431**

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 risque 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 devise.

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 (cf. 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. 2019	31 déc. 2018
Ventes d'énergie		
• en France	11 197	9 034
• à l'étranger	3 036	15 983
Travaux, études et prestations de services	2 669	2 345
Produits des activités annexes et autres ventes	380	471
TOTAL	**17 282**	**27 833**

La baisse du chiffre d'affaires à l'étranger résulte d'un effet prix négatif sur l'ensemble des opérations de *trading* et d'un effet volume globalement négatif suite à une diminution des ventes avec ENGIE Energy Management et ENGIE Global Markets.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	8 642	20 334
• Électricité	5 591	4 683
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	2 669	2 345
• Produits des activités annexes et autres ventes	380	471
TOTAL	**17 282**	**27 833**

Au 31 décembre 2019, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 1 626 millions d'euros HT.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	31 déc. 2018	Variation	31 déc. 2019
Exécution	278	(52)	226
Maîtrise	1 702	(63)	1 639
Cadre	2 621	13	2 634
TOTAL	**4 601**	**(102)**	**4 499**

L'effectif moyen salarié s'élève à 4 499 en 2019 contre 4 601 en 2018.

Le poste charges de personnel se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Traitements et salaires	(273)	(289)
Charges sociales	(148)	(151)
Intéressement	(21)	(21)
Autres charges	(28)	(190)
TOTAL	**(470)**	**(651)**

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. 2019	31 déc. 2018
Provision pour renouvellement des biens en concession	(1)	-
Provision pour reconstitution de sites	11	(7)
Provisions relatives au personnel	(6)	(18)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	88	(74)
TOTAL	**91**	**(97)**

Les autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette de provision pour contrats déficitaires pour 120 millions d'euros ;
- dotation nette de provision liée aux litiges relatifs au personnel pour 14 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour *swap mark-to-market* négatif pour 143 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour litiges commerciaux pour 47 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour redressements fiscaux pour 4 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 30 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 39 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 14 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2019	31 déc. 2018
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 052)	565	(487)	(545)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations	-	8	8	36
Résultat de change	(320)	338	19	59
Dividendes reçus	-	1 840	1 840	4 259
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(206)	19	(187)	(92)
TOTAL	**(1 577)**	**2 770**	**1 192**	**3 718**

NOTE 15 Résultat exceptionnel

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2019	31 déc. 2018
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(52)	57	4	135
Cessions d'immobilisations financières	(177)	177	-	13
Provision pour hausse de prix	-	23	23	19
Amortissements dérogatoires	(316)	293	(24)	(92)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(1 663)	745	(918)	(2 189)
Autres	(596)	676	80	8
TOTAL	**(2 804)**	**1 970**	**(835)**	**(2 107)**

La ligne «Autres» comprend notamment diverses indemnités sur des opérations de restructuration immobilière, la cession à Shell d'un contrat d'approvisionnement en Azerbaïdjan, ainsi que les dépenses engagées dans le cadre du dénouement du litige argentin.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 2019 est de 34,43%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

	2019			2018		
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	261		261	2 660		2 660
• résultat exceptionnel	(834)		(834)	(2 107)		(2 107)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)		**377**	**377**		**549**	**549**
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		294			343	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		38			124	
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2019/2018)		45			82	
TOTAL	**(573)**	**377**	**(196)**	**553**	**549**	**1 102**

** Un signe positif traduit un produit d'impôt.*

En 2019 comme en 2018, 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 377,1 millions d'euros contre un produit d'impôt de 549 millions d'euros en 2018 s'expliquant principalement par :

- un produit d'intégration fiscale de 294,4 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 342,7 millions d'euros en 2018 qui résulte de la différence entre :
  - la contribution à l'impôt groupe due par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 293,3 millions d'euros contre 341,2 millions d'euros en 2018,
  - les crédits d'impôt au niveau du groupe fiscal intégré s'élevant à 1,1 million d'euros au 31 décembre 2019, contre 1,4 million d'euros en 2018,
  - et la charge d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré qui est nulle en 2019 tout comme en 2018 ;
- une reprise nette de provision pour impôt de 38,2 millions d'euros en 2019 contre 124 millions d'euros en 2018 intégrant notamment :
  - 35,8 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 36,1 millions d'euros de reprise nette en 2018,
  - 0,3 million d'euros de reprise sur risques fiscaux essentiellement sur le prix de transfert du GNL, contre une dotation de 11,5 millions d'euros en 2018,
  - 90,5 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, diminuée par la dotation de 16,5 millions d'euros relative à l'impact des effets de changement de taux d'impôts futurs,
  - 0,3 million d'euros d'impôt sur les sociétés dû sur les déficits sur base élargie ;
- divers autres impôts nets créditeurs pour 44,5 millions d'euros en 2019, essentiellement liés aux variations de stocks de CICE et de Crédit d'Impôt Recherche (CIR).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.3 Situation fiscale différée

La position de la dette future d'impôt présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

Les taux d'imposition futurs retenus tiennent compte de l'effet de baisse progressive du taux d'impôt sur les sociétés de 2020 à 2022 selon le projet de loi de finances 2018.

	2019			2018			
En millions d'euros	32,02%	28,41%	25,82%	32,02%	28,92%	27,37%	25,83%
Année de retournement	**2020**	**2021**	**2022 et +**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022 et +**
Bases passives d'imposition différée							
• Charges déductibles non comptabilisées	310	-	-	339	-	-	-
• Produits comptabilisés non imposés	30	27	109	32	30	27	109
Bases actives d'imposition différée							
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	512	42	611	306	49	109	676
• Produits imposés non comptabilisés	324	-	39	336	-	-	39
Base fiscale différée nette	**496**	**15**	**541**	**271**	**19**	**82**	**606**
• Effet théorique d'imposition différée	159	4	140	87	5	22	157

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* 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 ainsi la quasi-totalité des besoins et des excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégies 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*, et à des émissions de NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) et d'USCP (*US 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 pour le cas où l'accès à cette source de financement viendrait 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 12 435 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédit syndiquées de 5 500 millions d'euros et 5 000 millions d'euros respectivement à échéance novembre 2022 et décembre 2024. Au 31 décembre 2019, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 877 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 4 500 millions de dollars américains utilisé à hauteur de 991 millions de dollars américains (soit 882 millions d'euros) au 31 décembre 2019, et NEU CP pour un montant de 5 000 millions d'euros utilisé à hauteur de 2 351 millions d'euros au 31 décembre 2019.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Concernant ses activités financières, ENGIE SA 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 surfaces financières et d'autre part, sur des 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*") 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 par un *middle-office* indépendant du trésorier Groupe.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre, sur sa dette nette, une politique d'optimisation de son coût de financement 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 de 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. 2019						
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. 2018
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	600	1 602	2 121	1 650	5 973	(1 592)	5 895
Payeur taux variable/receveur taux fixe	1 898	4 159	4 304	3 075	13 436	1 333	13 552
Achat de CAP							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	1 000	-	-	1 000	-	1 000
Achat de FRA							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	2 450	-	-	-	2 450	(3)	6 050
TOTAL EUR	**4 948**	**6 761**	**6 425**	**4 725**	**22 859**	**(262)**	**26 497**
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	455	570	-	72	1 097	(33)	1 045
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	-	72	72	7	120
TOTAL USD	**455**	**570**	**-**	**144**	**1 169**	**(26)**	**1 165**
TOTAL	**5 403**	**7 331**	**6 425**	**4 869**	**24 028**	**(288)**	**27 662**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

	Notionnel au 31 déc. 2019						
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. 2018
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	250	638	1 291	2 179	(301)	3 179
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL GBP	**-**	**250**	**638**	**1 291**	**2 179**	**(301)**	**3 179**
Swap de devises							
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	229	-	-	229	9	229
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	149	-	-	149	(17)	149
TOTAL JPY	**-**	**378**	**-**	**-**	**378**	**(8)**	**378**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	227	144	-	-	371	56	742
TOTAL CHF	**227**	**144**	**-**	**-**	**371**	**56**	**742**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	46	44	-	90	(1)	150
Payeur taux fixe/receveur taux variable	274	-	-	-	274	(7)	274
Payeur taux variable/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	122
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	580	-	-	580	96	1 159
TOTAL USD	**274**	**626**	**44**	**-**	**944**	**88**	**1 705**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	67	-	-	67	(19)	67
TOTAL NOK	**-**	**67**	**-**	**-**	**67**	**(19)**	**67**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	75	54	129	2	54
TOTAL AUD	**-**	**-**	**75**	**54**	**129**	**2**	**54**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	98	153	251	(1)	-
TOTAL HKD	**-**	**-**	**98**	**153**	**251**	**(1)**	**-**
Swap de devises							
Payeur taux variable/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	5
TOTAL MXN	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**5**
TOTAL	**501**	**1 465**	**855**	**1 498**	**4 319**	**(183)**	**6 130**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2019 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 Eonia/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 896 millions d'euros sur les titres négociables à court terme (NEU CP) ;
- ENGIE SA a recours à des *swaps* de taux payeurs de taux variable à l'émission de toute nouvelle obligation, sauf décision particulière du Management. Par la suite et 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 ;
- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, ENGIE SA a mis en place depuis 2009 des macro-couvertures permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains pour un nominal au 31 décembre 2019 de 1 025 millions.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.1.4 Risque de change

ENGIE SA est exposée au risque de change principalement :

- sur les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel compte tenu des modes d'indexation des différents contrats d'achat ou de vente de gaz sur les prix des produits pétroliers qui eux-mêmes sont pour la plupart cotés en dollars américains ;
- sur les risques transactionnels spécifiques liés aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition ou de cession.

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.

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 des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises 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 sur des futures acquisitions en devises ou encore 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 qui lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur des dépôts et prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2019, les engagements correspondants sont les suivants :

	Engagements part fixe au 31 déc. 2019					
En millions d'euros	Par échéance			Contrevaleur au	Différentiel de change au	Engagement part fixe au
Contrats à terme	**2020**	**2021**	**2022 et au-delà**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2018**
Position acheteur						
Devise AUD	220	-	-	220	10	302
Devise CNH	9	-	-	9	-	9
Devise EUR	-	-	-	-	-	13
Devise GBP	91	-	-	91	-	248
Devise HUF	-	-	-	-	-	7
Devise NOK	-	-	-	-	-	-
Devise USD	1 079	-	-	1 079	(3)	1 408
Position vendeur						
Devise AUD	4	-	-	4	-	4
Devise CHF	202	-	-	202	2	180
Devise CNH	9	-	-	9	-	9
Devise EUR	-	-	-	-	-	113
Devise GBP	520	-	-	520	(2)	266
Devise HUF	-	-	-	-	-	-
Devise NOK	-	-	-	-	-	-
Devise USD	1 371	141	-	1 512	(7)	187

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2019	Échéance À fin 2020	de 2021 à 2024	2025 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	88	34	38	16
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	8 738	606	4 660	3 472
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	5	5	-	-
Garanties cautions et avals aux filiales	5 996	2 877	1 641	1 478
Sûretés réelles données	-	-	-	-
Lignes de crédit	-	-	-	-
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	5 082	-	1 355	3 727
Engagements de location simple	378	67	244	67
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

Les engagements sur marchés comprennent les garanties données par ENGIE SA sur des contrats opérationnels pour elle-même, et pour le compte de ses filiales pour un total de 8 826 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Les garanties, cautions et avals aux filiales pour 5 996 millions d'euros 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 5 082 millions d'euros portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à CIC en 2011 pour un montant maximal de 2 804 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 maximum de 757 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de l'activité du GNL à Elf Aquitaine (Groupe Total) à échéance 2021, la responsabilité d'ENGIE SA pour les garanties de passif est de 200 millions de dollars américains et pour les indemnités spécifiques de 1 490 millions de dollars américains ;
- de six plateformes numériques et de la plateforme Smart O&M à ENGIE Information & Technologies pour une durée de 36 mois à compter du second trimestre 2019. Dans le cas des amendes des autorités compétentes en matière de protection des données, les échéances des engagements sont respectivement au 9 janvier 2020 et au 7 mars 2020.

Les engagements de location simple pour 378 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. 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, NWNT à échéance 2033 et Pillar Point à échéance 2036 à l'origine en partenariat avec Swire Pacific Ltd. Cette dernière ayant cédé en décembre 2009 sa participation dans la filiale commune à SUEZ Environnement, propriétaire maintenant à 100% de la filiale concernée, 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 a consenti un engagement d'indemnisation maintenant pour cette période le partage 50/50 de la responsabilité ultime entre les deux groupes) ;
- à «Ayr Environnemental Services» et «Caledonian Environnemental Services», sociétés écossaises, pour les contrats de construction de station d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le groupe de constructeurs Degrémont SA/AMEC Capital Projects Ltd ;
- au «Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork» pour le contrat de construction et d'exploitation de station d'assainissement d'eaux usées de la ville de Cork à échéance 2024 obtenu par un consortium composé de deux filiales d'ENGIE SA, de Dumez GTM filiale de Vinci, de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et Vinci contre-garantissant ENGIE SA ;
- 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 le pôle environnement et non déjà contre-garanties par elle ;
- 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 de bonne exécution à échéance 2028 par ENGIE SA. Au 31 décembre 2019, il subsiste 47 contrats de ce type.

ENGIE SA s'est en outre engagé à garantir Société d'Infrastructures Gazières (SIG), suite à l'entrée de cette dernière en juillet 2011 dans le capital de GRTgaz, proportionnellement à son pourcentage de détention (25%), pendant 20 ans, contre toutes pertes subies par elle du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2019	Échéance À fin 2020	de 2021 à 2024	2025 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties reçues	-	-	-	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	12 435	950	10 985	500
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 030	30	1 000	-
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	338	71	166	101
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

ENGIE SA dispose notamment de lignes de crédit syndiquées de 5 500 millions d'euros depuis mai 2005, dont l'échéance initialement prévue en 2012 a été reportée à novembre 2022, et de 5 000 millions d'euros depuis avril 2014, dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en décembre 2024. Les banques prêteuses disposent d'une possibilité de sortie individuelle en cas de changement du contrôle majoritaire de l'entreprise.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE ENGIE Alliance.

Les engagements de location simple pour 338 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 du gaz en Europe s'opère en partie grâce à des contrats long terme dont une partie en «*take-or-pay*». Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures de production et de transport coûteuses. Selon ces contrats, 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 (principalement climatiques) de la demande 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.

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 indexées et des mécanismes de révision de prix. ENGIE SA réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2019, les engagements d'ENGIE SA sont de 338 TWh à moins d'un an, 1 344 TWh entre deux et cinq ans et 1 490 TWh à plus de cinq ans.

Par ailleurs, ENGIE SA a souscrit des achats et ventes 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 terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

Au 31 décembre 2019, les engagements d'ENGIE SA sont de 62 TWh d'achats à terme et 227 TWh de ventes à terme.

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 2019, les engagements d'ENGIE SA sont de 98 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 211 TWh pour les ventes à terme d'électricité.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 de produits pétroliers.

Les instruments dérivés sur matières premières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par ENGIE SA consistent principalement en *swaps,* contrats à terme (*futures*) et 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 ses filiales spécialisées ENGIE Global Markets et ENGIE Energy Management 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 destinées 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 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. 2019				Juste valeur au 31 déc. 2019	Notionnel au 31 déc. 2018
	en GWh par échéance			en millions d'euros	en millions d'euros	en GWh
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
SWAPS (position acheteur)						
Gaz naturel	207 378	10 074	957	3 947	(504)	651 743
Produits pétroliers	17 138	121	22	950	48	-
Électricité	521	-	-	21	(5)	4 332
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
SWAPS (position vendeur)						
Gaz naturel	(181 229)	(9 568)	(432)	(3 412)	403	(554 738)
Produits pétroliers	(6 149)	-	-	(362)	(69)	-
Électricité	(3 013)	-	-	(121)	13	(3 918)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position acheteur)						
Gaz naturel	33 871	-	-	620	14	100 998
Produits pétroliers	5 574	-	-	437	2	5 574
Électricité	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position vendeur)						
Gaz naturel	(49 497)	-	-	(904)	(9)	(78 509)
Produits pétroliers	(5 574)	-	-	(334)	(72)	(5 574)
Électricité	-	-	-	-	-	-

(1) En kilos de quotas de CO_2.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

Il n'y a pas de comptabilité de couverture en social.

17.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2019 en GWh par échéance			en millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2019 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2018 en GWh
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
FORWARD (position acheteur)						
Gaz naturel	2 544 816	42 636	19 896	55 727	(14 067)	1 373 826
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	95 045	1	-	5 170	(503)	77 829
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	24 480
FORWARD (position vendeur)						
Gaz naturel	(2 484 165)	(43 747)	(23 555)	(55 017)	14 291	(1 219 234)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(53 727)	(192)	(415)	(2 749)	42	(44 251)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position acheteur)						
Gaz naturel	25 363	238	714	266	(73)	139 170
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	1 603	-	-	81	(2)	9 374
OPTIONS (position vendeur)						
Gaz naturel	(24 374)	(45)	-	(447)	(33)	(251 546)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(7 556)	-	-	(381)	15	(14 911)

(1) En kilos 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019 (1)	Au 31 déc. 2018	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018
Retraite	**2 233**	**2 015**	**296**	**281**	**2 529**	**2 296**
Régime	2 233	2 015	296	281	2 529	2 296
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**283**	**276**	**27**	**27**	**310**	**304**
Avantage en nature énergie et eau	157	163	5	5	162	168
Indemnités de fin de carrière	52	48	-	-	52	48
Indemnités de secours immédiat	59	51	-	-	59	51
Autres (2)	15	14	22	22	37	36
Autres engagements envers le personnel	**85**	**79**	**-**	**-**	**85**	**79**
Pensions d'invalidité et autres	77	71	-	-	77	71
Médailles du travail	8	8	-	-	8	8
TOTAL	**2 601**	**2 371**	**323**	**308**	**2 925**	**2 679**

(1) Dont 103 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (cf. Note 18.4).
(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	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**
Taux d'actualisation	1,31%	2,06%	1,31%	2,07%	1,01%	1,75%	1,24%	2,06%
Taux d'inflation	1,78%	1,82%	1,78%	1,82%	1,78%	1,82%	1,78%	1,82%
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	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**
Taux d'actualisation	0,92%	1,50%					0,92%	1,50%
Taux d'inflation	1,78%	1,80%					1,78%	1,80%
Durée résiduelle de service								

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG								
Ex-Cie Financière	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**
Taux d'actualisation	0,92%	1,50%		1,50%			0,92%	1,50%
Taux d'inflation	1,78%	1,80%		1,80%			1,78%	1,80%
Durée résiduelle de service		2 ans						2 ans

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 17%.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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).

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.

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 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) bénéficie 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.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	**2 015**	**2 156**	**276**	**298**	**79**	**89**	**281**	**267**	**27**	**29**	**-**	**-**	**2 679**	**2 839**
Impacts fusion et filialisations	-	(6)	-	(2)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(9)
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	26	33	7	7	12	11	-	-	-	-	-	-	44	52
Charges d'intérêt sur obligation	39	41	6	6	1	1	4	4	-	-	-	-	51	53
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	242	(119)	(6)	(30)	-	(15)	10	26	1	-	-	-	247	(139)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) (1)	(89)	(89)	-	(3)	(7)	(7)	(9)	(16)	(2)	(2)	-	-	(106)	(116)
Autres	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	-	9	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	**2 233**	**2 015**	**283**	**276**	**85**	**79**	**297**	**281**	**26**	**27**	**-**	**-**	**2 924**	**2 679**

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 106 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 116 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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 2019, ENGIE SA a provisionné 103 millions d'euros, contre 98 millions d'euros en 2018, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 5 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	**-**	**-**	**12**	**13**	**79**	**80**	**6**	**7**	**1**	**3**	**-**	**-**	**98**	**103**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Coût des services rendus de la période	-	-	1	1	12	11	-	-	-	-	-	-	13	12
Charges d'intérêt sur obligation	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	-	-	1	-	(1)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	(5)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-	-	(1)	(2)	(7)	(7)	(1)	(1)	(1)	(2)	-	-	(10)	(12)
Autres	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	**-**	**-**	**13**	**12**	**85**	**79**	**5**	**6**	**-**	**1**	**-**	**-**	**103**	**98**

(1) En 2019, comme en 2018, il s'agit exclusivement des engagements de retraite hors IEG.
(2) Indemnités congés exceptionnels (13 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ et prime eau nulle au 31 décembre 2019.
(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (50 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (24 millions d'euros), d'amiante (3 millions d'euros) et médailles du travail (8 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 2019 par ces fonds assurantiels pour un montant de 83 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 823 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 1 775 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	**1 544**	**1 696**	**22**	**27**	**-**	**-**	**209**	**214**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 775**	**1 937**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Rendement attendu des actifs	31	33	-	-	-	-	4	3	-	-	-	-	35	36
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	84	(119)	1	(2)	-	-	39	6	-	-	-	-	124	(115)
Prestations payées pour les actifs de couverture	(65)	(66)	-	(2)	-	-	(16)	(15)	-	-	-	-	(81)	(83)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	**1 594**	**1 544**	**23**	**22**	**-**	**-**	**237**	**209**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 854**	**1 775**

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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Rendement réel des actifs de couverture	**8,8%**	**-5,2%**	**8,8%**	**-5,2%**	**0,0%**	**0,0%**	**2,9%**	**2,9%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**

Le taux de rendement réel des actifs retenu pour l'exercice 2019 est de 8,79% pour les actifs de couverture retraite et également pour les autres actifs du régime des IEG.

Le taux de rendement réel attendu des actifs retenu pour l'exercice 2019 est de 2,86% pour les actifs de couverture retraite pour les actifs du régime hors IEG.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2019	2018	2019	2018
Placements actions	30%	28%	9%	8%
Placements obligataires	65%	67%	82%	82%
Autres (y compris monétaires)	5%	5%	9%	9%
	100%	**100%**	**100%**	**100%**

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG retraite et 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 2019 s'élève à 3 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 s'élèvent à 4,8 millions d'euros en 2019 contre 5 millions d'euros en 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 19 Litiges

19.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le Tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre de la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

19.2 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris, dans un arrêt du 2 juin 2016 rendu contre une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDiS) de septembre 2014, a considéré que la prestation d'acheminement rendue au bénéfice des fournisseurs devait et aurait dû, depuis l'ouverture du marché, être rendue au bénéfice des clients finals. Jusqu'à ces décisions, seule la prestation de livraison était effectuée par le distributeur au profit des clients finals et faisait l'objet d'une rémunération des fournisseurs pour la gestion clientèle en raison de l'existence du contrat unique.

En raison du fait que le fournisseur assure désormais la gestion clientèle relative aussi à l'acheminement du gaz pour le compte du distributeur, le fournisseur devient l'intermédiaire du distributeur auprès du client final pour les prestations de livraison et d'acheminement. Le schéma des relations contractuelles a ainsi totalement été modifié et a pour conséquences que (i) le risque des impayés des clients finals correspondant à la part «acheminement» du contrat de fourniture devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et non par le fournisseur de gaz, (ii) et que les prestations de gestion de clientèle relative aux prestations de livraison et d'acheminement (la distribution), réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du GRD. La Cour d'appel de Paris a ainsi enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes et a renvoyé au CoRDiS le soin d'évaluer le montant de la prestation de gestion clientèle. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel.

En mars 2018, la Cour de cassation a renvoyé à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) la question de savoir si le droit de l'Union européenne imposait que le CoRDiS puisse prendre des décisions à caractère rétroactif. L'avocat général de la CJUE a déposé ses conclusions en mai 2019. La CJUE a rendu son arrêt le 19 décembre 2019 considérant que rien dans la Directive Gaz (Directive 2009/73/CE) n'interdisait à une autorité de règlement des différends de prendre des décisions emportant des effets de nature rétroactive au regard de la date du différend. La Cour de cassation, suite à l'arrêt de la CJUE, a prévu une audience en avril 2020. L'arrêt de la Cour de cassation pourrait intervenir avant la fin du premier semestre 2020.

19.3 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance 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 avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative de Versailles en mai 2019. Des échanges de mémoire entre les parties sont en cours.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001 et des instances sont encore en cours devant les juridictions d'appel pour les demandes de remboursement afférentes aux exercices 2002/2003/2004.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

19.4 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnements et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite en Uruguay le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes.

Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage avec siège à Madrid, sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI), et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le Tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains ; ENGIE a été formellement cité dans cette procédure le 5 décembre 2018. Les deux procédures sont pendantes.

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 R. 123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2019 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2018. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (contre 4 sur un total de 19 administrateurs auparavant).

L'État détient 34,23% des droits de vote théoriques (ou 34,47% des droits de vote exerçables) contre 34,51% à fin décembre 2018.

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. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

Relations avec EDF

Gaz de France 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 (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

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 «Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 2019 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 20 millions d'euros.

D'autre part, les avantages postérieurs à l'emploi, pour ces mêmes personnes, s'élèvent à 39 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des administrateurs du service public élus sur proposition de l'État et de l'administrateur représentant les salariés actionnaires, reçoivent des jetons de présence ; leur montant est de 0,8 million d'euros pour 2019.

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2019.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

Les seuils dont les franchissements sont présentés dans cette note sont de 10% et 50% correspondant aux pourcentages de détention à partir desquels une entité détenue devient respectivement une participation et une filiale selon le Code de commerce.

CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES

	% au 31 déc. 2018	% au 31 déc. 2019	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales [1]						
SPEED REHAB (ex-ENGIE Invest 65)	100%	-		X	4 177 303	Immobilier
ENGIE BIOGAZ	50%	-	X		18 500	Énergie renouvelable
Participations [2]						
CAP VERT BIOENERGIE DE BREUILH	49%	-	X		49 000	Énergie renouvelable
Ceren GIE	11%	-		X	12 193	Cabinet d'études

(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. 2018	% au 31 déc. 2019	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales [1]	-	-			-	
Participations [2]						
L'Institut de l'Économie Positive	-	10,71%		X	300 005	Conseil

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices

	2019	2018	2017	2016	2015
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	-	-	-	4 775 429	10 777 079
Opérations et résultat de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	17 282	27 833	20 585	17 939	19 891
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	378	2 960	2 431	245	391
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(377)	(549)	(1 001)	(672)	(540)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	(196)	1 102	1 421	448	268
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres) [1]	1 948	2 718	1 700	2 416	2 414
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,31	1,44	1,41	0,38	0,38
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	(0,08)	0,45	0,58	0,18	0,11
Dividende versé par action [1]	0,80	1,12	0,70	1,00	1,00
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice [2]	4 534	4 400	4 873	5 182	5 461
Montant de la masse salariale de l'exercice	273	289	317	332	343
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraite, œuvres sociales…)	197	362	269	256	262

(1) Soumis à l'approbation du Conseil d'Administration.
(2) L'effectif moyen salarié s'élève, en 2019, à 4 534 contre 4 740 en 2018 (les salariés en CDI non statutaires, en CDD et les alternants ont été considérés dans les effectifs contrairement à l'année 2018).

Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019 de verser un dividende unitaire de 0,80 euro par action, soit un montant total de 1 948 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2019. Ce dividende unitaire proposé de 0,80 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de 2 ans au 31 décembre 2019 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2019

A 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 2019, 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 qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2019 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 ou par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 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.

Estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit « en compteur »)

[notes 1 et 13 de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison, ce qui conduit votre société à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2019, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 1 626 M€. 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. 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 et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires livré et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.	Les travaux que nous avons effectués 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 examiné les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par votre groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôlé 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 ; • analysé la cohérence des volumes livrés avec le Bilan énergie, qui correspond à la réalité physique des opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) et de ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux, préparé par votre société ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Evaluation des titres de participation

[notes 1 et 4 de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Les titres de participation s'élèvent à 74 853M€ au 31 décembre 2019 (67 564M€ en valeur nette) et incluent la quote-part du mali technique issu de la fusion-absorption de la société SUEZ par la société Gaz de France en 2008 qui leur est affectée pour 285 M€. Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés. Comme indiqué dans la section « Immobilisations financières » de la note 1 de l'annexe aux comptes annuels, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable des titres pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable à leur valeur d'utilité, si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée notamment par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, ou à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des 20 derniers cours de Bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (« *Discounted Cash Flow* » ou « *Dividend Discount Model* »), et 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 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 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 2023-2040 approuvé en décembre 2019 par votre Comité Exécutif. Tel que mentionné dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les dépréciations constatées à hauteur de1 643 M€ en 2019 portent notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (1 581 M€). L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu de leur importance au bilan (77 % du total actif) et en raison des jugements nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité.	Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations 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, pour les sujets les plus complexes, l'aide de nos experts en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à : • examiner les méthodes d'évaluation 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, du charbon et du pétrole, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ; • apprécier la cohérence des hypothèses opérationnelles et régulatoires propres à chacune des entités retenues 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, avec l'aide de spécialistes internes ; • apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels ; • s'agissant des modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels : – apprécier la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence du Groupe ; – apprécier la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché.

Evaluation des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux

[notes 1, 10 et 19 de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société est engagée dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges, procédures au titre de la concurrence, contentieux et enquêtes, avec des tiers ou des autorités judiciaires et/ou administratives y compris fiscales, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les principaux litiges pouvant avoir un impact significatif sur votre société sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels. Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.	Nos travaux ont principalement consisté à : • examiner les procédures mises en œuvre par votre société afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ; • corroborer ces analyses aux confirmations obtenues des avocats ; • apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par votre société ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes de votre société. Nous avons également recours à nos experts pour les analyses les plus complexes ; • apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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.

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. 441-4 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. 225-37-3 et L. 225-37-4 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 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. 225-37-5 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.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

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 2019, nos cabinets étaient dans la douzième 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. 823-10-1 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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 822-10 à L. 822-14 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 10 mars 2020

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES — Olivier Broissand Patrick E. Suissa

ERNST & YOUNG et Autres — Charles-Emmanuel Chosson Stéphane Pédron

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Société Anonyme au capital de 2 435 285 011 euros

Siège Social : 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

542 107 651 R.C.S. Nanterre
Siret 542 107 651 12867

PROCES-VERBAL
DE L'ASSEMBLEE GENERALE MIXTE DU 14 MAI 2020

L'an deux mille vingt, le quatorze mai, à quatorze heures trente, l'Assemblée Générale Mixte des Actionnaires d'ENGIE, société anonyme au capital de deux milliards quatre cent trente-cinq millions deux cent quatre-vingt-cinq mille et onze (2 435 285 011) euros, s'est réunie - sur la base de l'article 4 de l'Ordonnance n°2020-321 du 25 mars 2020 portant adaptation des règles de réunion et de délibération des assemblées et organes dirigeants des personnes morales et entités dépourvues de personnalité morale de droit privé en raison de l'épidémie de covid-19 - à huis clos au siège social 1 place Samuel de Champlain, 92400 Courbevoie, suivant avis de réunion publié au BALO, bulletin n°30 en date du 9 mars 2020 et avis de convocation publié au BALO, bulletin n°51 en date du 27 avril 2020 et dans la "Gazette du Palais" en date du 27 avril 2020.

Chaque actionnaire nominatif a été convoqué individuellement par courrier dans les délais réglementaires. Compte tenu de l'épidémie de Covid-19 et des restrictions de réunion imposées par les dispositions réglementaires adoptées par le Gouvernement pour freiner sa propagation, les actionnaires ont été informés que l'Assemblée Générale se tiendrait à huis clos et qu'aucune carte d'admission n'a été délivrée.

En conséquence, les actionnaires ont été invités à voter uniquement par correspondance via le formulaire de vote ou par internet sur la plateforme sécurisée Votaccess ou à donner pouvoir au Président de l'Assemblée Générale ou à un tiers.

Jean-Pierre CLAMADIEU, Président du Conseil d'Administration, préside l'Assemblée conformément à l'article 20 des statuts de la Société. Dans ce contexte particulier, il souhaite la bienvenue aux actionnaires et les informe que cette Assemblée Générale Mixte est retransmise en direct, en audio et en vidéo sur le site internet d'ENGIE. Cette retransmission sera maintenue en libre accès pendant un an sur le site internet d'ENGIE.

……

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Le Président précise que les divers documents attestant de la régularité de la convocation et des résolutions soumises au vote de cette Assemblée ont été mis à la disposition du Bureau de l'Assemblée.

Ces documents sont les suivants :

1. Avis préalable de réunion publié au Bulletin des Annonces Légales Obligatoires n°30 en date du 9 mars 2020

2. Avis de convocation publié au Bulletin des Annonces Légales Obligatoires n°51 en date du 27 avril 2020

3. Avis de convocation publié dans le Journal d'Annonces Légales " La Gazette du Palais " - édition en date du 27 avril 2020

4. Avis financiers relatifs à l'Assemblée publiés dans " Le Revenu Hebdo " du 2 mai 2020, " l'Echo " du 5 mai 2020, et " De Tijd " du 5 mai 2020

5. Copie des lettres de convocation adressées en recommandé avec " AR " le 27 avril 2020 aux Commissaires aux comptes, et les accusés de réception

6. Copie des lettres d'invitation adressées le 27 avril 2020 au Représentant du Comité social et économique au Conseil d'Administration de la Société et au Secrétaire du Comité social et économique

7. Formulaire de vote par correspondance ou par procuration, ainsi que brochure de convocation (versions française et anglaise) de l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020 adressés à tous les actionnaires nominatifs, en application des articles R. 225-68 et R. 225-81 du Code de commerce comprenant notamment :
   - l'ordre du jour ;
   - les projets de résolutions présentés par le Conseil d'Administration au vote de l'Assemblée et les objectifs des résolutions ;
   - le rapport du Conseil d'Administration sur les résolutions ;
   - la présentation des membres du Conseil d'Administration ;
   - les renseignements concernant les administrateurs dont la nomination est soumise à l'Assemblée Générale.

8. Copie des statuts de la Société

9. Extrait K-bis de la Société

10. Attestation des Commissaires aux comptes sur le montant global des rémunérations versées aux dix personnes les mieux rémunérées

11. Attestation des Commissaires aux comptes sur le montant global des sommes ouvrant droit

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

à des déductions fiscales à vérifier si j'ai pris la bonne version

12. Liste des actionnaires nominatifs arrêtée seize jours avant la date de l'Assemblée

13. Document d'enregistrement universel 2019 d'ENGIE comprenant :
    - les comptes annuels (URD, pp. 346 à 391) et les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019 ;
    - le rapport de gestion du Conseil d'Administration sur les comptes annuels et sur les comptes consolidés de l'exercice 2019 ;
    - les rapports généraux des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels et les comptes consolidés ;
    - le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés ;
    - le rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise conformément à l'art. L. 225-37- al. 6 du Code de commerce.

Compte tenu des conditions de tenue de cette assemblée générale, le quorum définitif et les résultats de vote ont été arrêtés le mercredi 13 mai 2020 à 15 heures, heure de clôture de la plateforme de vote sécurisée Votaccess.

Le quorum définitif de 1 745 637 500 actions, soit 72,2% des actions ayant le droit de vote, est réuni. Ce quorum est en hausse de plus de 10 points par rapport à l'année dernière.

Le Président constate par conséquent que le quorum légal requis du quart des actions ayant le droit de vote est atteint et déclare que l'Assemblée est régulièrement constituée et qu'elle peut valablement délibérer.

Par ailleurs, il informe qu'en date du 30 mars 2020, la Société a reçu de la part du FCPE Link France une résolution alternative à la troisième résolution et ayant pour objet de ne distribuer aucun dividende au titre de l'exercice 2019. Le Conseil d'Administration ayant décidé le 1er avril d'annuler le dividende, cette résolution alternative est devenue sans objet.

****

…….

Délibérations relevant de la compétence de l'Assemblée Générale Ordinaire

- Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2019 (1re résolution).
- Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2019 (2e résolution).
- Affectation du résultat de l'exercice 2019 (3e résolution).

…….

- Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités (32e résolution)

……

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

PREMIERE RESOLUTION

Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2019

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées Générales Ordinaires, après avoir pris connaissance des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2019, du rapport de gestion du Conseil d'Administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels, approuve les comptes de l'exercice social clos le 31 décembre 2019 tels qu'ils lui ont été présentés ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou résumées dans ces rapports, et desquels il résulte, pour ledit exercice, une perte nette d'un montant de 195 804 728 euros.

En application des dispositions de l'article 223 quater du Code général des impôts, l'Assemblée Générale prend acte que le montant global des dépenses et charges visées au paragraphe 4 de l'article 39 du Code général des impôts s'est élevé à 1 236 094 euros au cours de l'exercice écoulé.

Cette résolution est adoptée à 99,93% des voix présentes et représentées.

2 332 357 728 Voix pour	*1 736 383 Voix contre*	*1 371 329 Abstentions*

DEUXIEME RESOLUTION

Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2019

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées Générales Ordinaires, après avoir pris connaissance des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019, du rapport de gestion du Conseil d'Administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés, approuve les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2019 tels qu'ils lui ont été présentés ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou résumées dans ces rapports, et desquels il résulte, pour ledit exercice, un bénéfice net consolidé part du Groupe de 984 411 419 euros.

Cette résolution est adoptée à 99,96% des voix présentes et représentées.

2 333 261 748 Voix pour	*832 891 Voix contre*	*1 370 801 Abstentions*

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

TROISIEME RESOLUTION

Affectation du résultat de l'exercice 2019

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées Générales Ordinaires, constate que la perte nette de l'exercice clos le 31 décembre 2019 s'élève à 195 804 728 euros et que le Report à Nouveau est nul.

Sur proposition du Conseil d'Administration, l'Assemblée Générale décide d'affecter la perte de l'exercice, soit 195 804 728 euros, au poste « Autres Réserves » à hauteur de 17 363 610 euros et au poste « Prime de fusion » pour le solde restant, soit 178 441 118 euros.

Face à la situation exceptionnelle de la pandémie du coronavirus à laquelle est confrontée l'économie mondiale et afin d'anticiper tout impact sur les activités du Groupe, l'Assemblée Générale décide de ne pas distribuer de dividende au titre de l'exercice 2019.

L'Assemblée prend acte, conformément à la loi, des sommes réparties au titre des trois exercices précédents comme suit :

Exercice	**Nombre d'actions rémunérées** *(en millions)*	**Sommes réparties** *(montant global)* *(en euros)*	**Dividende net** *(montant par action)* *(en euro)*
2016 (1)	2 397 (3)	2 414 millions	1,00
2017 (2)	2 390 (4)	1 688 millions	0,70
2018 (2)	2 413 (5)	2 743 millions	1,12

(1) En application de l'obligation d'information définie aux dispositions de l'article 243 bis du Code général des impôts, il est précisé que les distributions au titre de l'exercice clos les 31 décembre 2016 étaient éligibles au barème progressif après abattement de 40% bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France, prévu au paragraphe 3-2° de l'article 158 du Code général des impôts.

(2) Conformément aux exigences de l'article 243 bis du Code général des impôts, les distributions au titre des exercices clos le 31 décembre 2017 et le 31 décembre 2018 étaient éligibles au taux global de 30% (soit 12,8% au titre de l'impôt sur le revenu et 17,2% au titre des prélèvements sociaux), sauf option pour le barème progressif de l'impôt sur le revenu qui ouvrait droit à l'abattement proportionnel de 40% prévu au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts.

(3) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du solde du dividende 2016 en mai 2017. Il est sensiblement comparable à celui existant lors du paiement de l'acompte sur dividende en 2016.

(4) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du solde du dividende 2017 en mai 2018. Il est sensiblement comparable à celui existant lors du paiement de l'acompte sur dividende en 2017.

(5) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du solde du dividende 2018 en mai 2019. Il est sensiblement comparable à celui existant lors du paiement de l'acompte sur dividende en 2018.

Cette résolution est adoptée à 99,41% des voix présentes et représentées.

2 321 419 348 Voix pour *13 684 285 Voix contre* *361 807 Abstentions*

……

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

TRENTE-DEUXIEME RESOLUTION

Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée pour effectuer tous dépôts et formalités où besoin sera.

Cette résolution est adoptée à 99,97% des voix présentes et représentées.

2 334 413 878 Voix pour *652 393 Voix contre* *346 768 Abstentions*

.....

CERTIFIE CONFORME

Ce 12 juin 2020

Le Secrétaire du Conseil d'Administration



Patrick van der BEKEN

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651



Document d'enregistrement universel **2019**

Incluant le rapport financier annuel

Certifié conforme à l'original

Patrick van der Beken
Secrétaire du Conseil d'administration

ENGIE

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

sommaire

1 PRÉSENTATION DU GROUPE 5

1.1 Profil, stratégie et organisation du Groupe 6
1.2 Chiffres clés 15
1.3 Présentation des activités du Groupe 17
1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements 37

2 FACTEURS DE RISQUE ET CONTRÔLE 41

2.1 Processus de gestion des risques 44
2.2 Facteurs de risque 45
2.3 Procédures de contrôle interne 59

3 DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE ET INFORMATIONS RSE 63

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 64
3.2 Modèle d'affaires 66
3.3 Analyse des principaux risques RSE 68
3.4 Informations sociales 77
3.5 Informations environnementales 98
3.6 Informations sociétales 107
3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 109
3.8 Éthique et Compliance 110
3.9 Plan de vigilance 112
3.10 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière figurant dans le rapport de gestion Groupe 116
3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 118

4 GOUVERNANCE 121

4.1 Organes d'administration 122
4.2 Dialogue actionnarial 148
4.3 Direction Générale 149
4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction 150
4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 171
4.6 Code de gouvernement d'entreprise 176
4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 177

5 INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT 179

5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital 180
5.2 Actionnariat 191
5.3 Calendrier des communications financières 193

6 INFORMATIONS FINANCIÈRES 195

6.1 Examen de la situation financière 196
6.2 Comptes consolidés 217
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 340
6.4 Comptes sociaux 346
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 392

7 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 397

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 398
7.2 Contrats importants 400
7.3 Litiges et arbitrages – Concurrence et concentrations 400
7.4 Documents accessibles au public 401
7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 402
7.6 Table de conversion, unités de mesure, sigles et acronymes, et glossaire 403
7.7 Table de concordance 409

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Document d'enregistrement universel **2019**

incluant le rapport financier annuel

Le présent Document d'enregistrement universel a été déposé le 18 mars 2020 auprès de l'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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651



JEAN-PIERRE CLAMADIEU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Chers Actionnaires,

Le début d'année 2020 a été marqué par une décision importante pour la gouvernance de notre Groupe. Dans la perspective d'une nouvelle étape qui doit s'ouvrir pour l'entreprise, le Conseil d'Administration du 6 février 2020 a décidé de ne pas proposer le renouvellement du mandat d'administrateur d'Isabelle Kocher qui arrivait à son terme lors de la prochaine Assemblée Générale. Ses fonctions de Directrice Générale et d'administrateur ont pris fin le 24 février 2020.

En tant que Directrice Générale du Groupe, Isabelle Kocher a su engager la transformation du Groupe et y embarquer nos collaborateurs et nos parties prenantes. Nous poursuivons cette ambition de faire d'ENGIE un *leader* en matière de transition énergétique et climatique, avec la volonté d'accroître sa sélectivité, de simplifier ses processus et d'accélérer son développement. Pour porter cette nouvelle étape, avec l'appui du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance présidé par Françoise Malrieu, nous allons mener une recherche large d'un nouveau dirigeant dans le cadre d'un processus répondant aux meilleurs standards de gouvernance.

Afin d'assurer la transition managériale pendant cette période, le Conseil d'Administration a confié le pilotage opérationnel d'ENGIE à trois dirigeants expérimentés : Paulo Almirante, Directeur Général des Opérations, Judith Hartmann, Directrice Financière, et Claire Waysand, Secrétaire Générale nommée Directrice Générale par intérim. Pour ces quelques mois, le Conseil d'Administration m'a demandé d'accompagner Paulo, Judith et Claire, dans le respect du modèle de la gouvernance dissociée, modèle auquel je crois depuis de nombreuses années et qu'il nous a semblé préférable de ne pas modifier, même à titre transitoire. Le Conseil et moi-même sommes confiants dans leur capacité à diriger l'entreprise et à assurer le succès de cette période de transition. Je tiens à les remercier, ainsi que

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

> NOUS POURSUIVONS CETTE AMBITION DE FAIRE D'ENGIE UN LEADER EN MATIÈRE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET CLIMATIQUE.

les autres membres du Comité Exécutif et les collaborateurs du Groupe pour leur engagement constant.

Maintenir ce niveau d'engagement au sein des équipes du Groupe est d'ailleurs la première des priorités de l'équipe de direction.

L'expertise et les compétences des équipes, ainsi que leur capacité à comprendre et à répondre aux demandes de nos clients, sont clés pour l'avenir de notre Groupe.

La deuxième priorité de cette période est d'atteindre les objectifs de performance opérationnelle et financière que nous nous sommes fixés dans le cadre du plan stratégique triennal présenté en février 2019 dans un contexte rendu récemment beaucoup plus difficile par la crise sanitaire mondiale. Deux mots-clés serviront de fil rouge. D'une part, la simplification de notre organisation et de nos modes de fonctionnement, pour gagner en agilité et en efficacité. D'autre part, l'identification de priorités clairement exprimées pour assurer une meilleure allocation de nos ressources humaines et financières. Dans un monde qui se complexifie, cette recherche de clarté et de lisibilité doit être une quête constante.

Le Groupe devra clarifier et renforcer son modèle économique. Il nous faut à cet effet développer avec détermination les métiers de solutions clients pour en faire un moteur de croissance plus rentable et pérenne ainsi que notre action dans le domaine des énergies renouvelables qui connaît un très fort développement. Il faut également valoriser notre histoire et nos savoir-faire de gestionnaire d'infrastructures, en majorité gazières, et de producteur d'électricité utilisant le nucléaire et le gaz, et montrer comment ces activités s'inscrivent dans la lutte contre le changement climatique. C'est cette feuille de route que l'équipe de direction devra établir puis mettre en œuvre.

Pour ce faire, le Groupe peut s'appuyer sur les bons résultats de l'exercice 2019 tirés par le retour à la normale de nos centrales nucléaires belges et par la performance de nos activités de gestion de l'énergie. ENGIE a ainsi affiché un Chiffre d'affaires de 60,1 milliards d'euros (+4,1%), un Résultat Opérationnel Courant de 5,7 milliards d'euros (+14,4%), et un Résultat Net Récurrent, part du Groupe, de 2,7 milliards d'euros (11,1%[1])

Depuis la publication de ces résultats, l'évolution de l'épidémie de Coronavirus a pris une ampleur sans précédent et son issue demeure à ce stade encore incertaine. Le Groupe est pleinement engagé dans la gestion de cette crise qui fait l'objet d'un suivi en temps réel et de plans d'actions détaillés en permanence remis à jour. Notre absolue priorité est la santé de nos salariés, sous-traitants et clients ; nous devons également assurer la continuité de service de nos activités en particulier les plus critiques et nous nous attachons bien sûr à anticiper et limiter les impacts financiers de cette situation très exceptionnelle.

Pour l'avenir, les équipes peuvent compter sur la raison d'être du Groupe pour inspirer leurs actions. Nous vous proposons de l'inclure dans les statuts lors de l'Assemblée Générale de mai 2020. *« 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. »* Cette raison d'être a été coconstruite avec les collaborateurs du Groupe, nos clients, nos partenaires, avec vous chers Actionnaires, et plus généralement avec l'ensemble de nos parties prenantes. Ces consultations ont fait apparaître une attente forte que cette raison d'être se décline en actions concrètes qui la crédibilisent. Notre raison d'être doit se transformer très rapidement en raison d'agir !

Vous pouvez, chers Actionnaires, compter sur l'engagement du Conseil d'Administration et de moi-même pour donner au Groupe les moyens de sa réussite. 2020 sera une année productive, elle ancrera notre ambition de répondre aux enjeux énergétiques et climatiques tout comme notre positionnement d'acteur de référence d'un capitalisme responsable.

1 *Croissances en organique*

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Rapport financier annuel, rapport de gestion et rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

Le présent Document d'enregistrement universel intègre (i) 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), (ii) toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 14 mai 2020 prévu à l'article L. 225-100 du Code de commerce et (iii) 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.

Figure en Annexe du présent Document d'enregistrement universel une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent document.

Incorporation par référence

Conformément à l'article 28 du Règlement européen n° 809/2004 du 29 avril 2004, 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 2018 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 186 à 204, et 205 à 344 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2019 sous le numéro D.19-0177 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2017 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 186 à 202, et 203 à 340 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 28 mars 2018 sous le numéro D.18-0207.

Ces informations sont à lire conjointement avec l'information comparative présentée au 31 décembre 2019.

Les informations incluses dans ces Documents de Référence, 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 «Profil, stratégie et organisation du Groupe», à la Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe» et à la Section 6.1.1.1.2 «Objectifs financiers». 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».

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 liste des unités de mesure, des sigles et acronymes, ainsi qu'un glossaire des termes techniques les plus utilisés figurent à la Section 7.6 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 (engie.com), sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (amf-france.org) ainsi qu'auprès d'ENGIE, 1 place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie (France).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6

Informations financières

6.1 Examen de la situation financière 196

6.1.1 Rapport d'activité 196
6.1.2 Trésorerie et capitaux 216

6.2 Comptes consolidés 217

6.2.1 États financiers consolidés 218
6.2.2 Notes aux comptes consolidés 225

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 340

6.4 Comptes sociaux 346

6.4.1 États financiers sociaux 347
6.4.2 Notes aux comptes sociaux 351
6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 390
6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices 391

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 392

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1 Examen de la situation financière

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Résultats ENGIE 2019

Les données précédemment publiées et présentées ci-après ont été retraitées afin de tenir compte des impacts liés à l'application d'IFRS 16 – Contrats de location. Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présenté dans la Section 6 de ce Rapport d'activité et dans la Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés» des notes aux comptes consolidés.

Résultats annuels ENGIE 2019

Résultat net récurrent part du Groupe 2019 en ligne avec l'objectif

Un dividende de 0,80 € par action proposé à l'Assemblée Générale des actionnaires (+7% vs. 2018)

- Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) de 2,7 milliards d'euros, en hausse de 9%, et 11% en organique [1].
- Résultat opérationnel courant (ROC) de 5,7 milliards d'euros en hausse de 11% en brut et de 14% en organique, porté par les activités Nucléaires, Autres (notamment celles de gestion d'énergie), Thermiques et Renouvelables. Cette hausse est partiellement compensée par les activités de vente d'énergie et les Infrastructures. EBITDA de 10,4 milliards d'euros, en hausse de 7% en brut et de 8% en organique.
- Dette financière nette en augmentation de 2,7 milliards d'euros, principalement en raison des investissements de croissance, notamment l'acquisition de TAG conclue au premier semestre. Ratio dette financière nette/EBITDA de 2,5x.
- Pour l'exercice 2019, il sera proposé à l'Assemblée Générale des actionnaires d'augmenter le dividende à 0,80 euro par action, soit une hausse de 7% par rapport au dividende ordinaire de 2018.
- Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) 2020 prévu entre 2,7 et 2,9 milliards d'euros [2]. Pour 2022, ENGIE prévoit un taux de croissance annuel moyen du résultat net récurrent part du Groupe compris entre 6 et 8% (soit entre 3,2 et 3,4 milliards d'euros).

CHIFFRES CLÉS AU 31 DÉCEMBRE 2019

En milliards d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	60,1	57,0	+5,4%	+4,1%
Chiffre d'affaires ajusté [1]	64,1	60,6	+5,8%	+4,7%
EBITDA	10,4	9,7	+6,8%	+8,1%
Résultat Opérationnel Courant (ROC)	5,7	5,2	+11,1%	+14,4%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	2,7	2,5	+9,3%	+11,1%
Résultat net, part du Groupe	1,0	1,0		
Cash Flow From Operations (CFFO) [2]	7,6	7,7	(0,2)	
Endettement financier net	25,9	23,3	2,7	

(1) Au quatrième trimestre 2019, le Groupe a mis en œuvre une nouvelle prise de position IFRS relative aux produits dérivés sur matières premières et exigeant une modification de la présentation des revenus sans impact sur les autres indicateurs de performance. Pour des raisons de comparabilité avec les communications précédentes, les revenus ajustés sont également fournis sur la base de l'ancienne définition. Pour plus d'informations, veuillez vous référer à la Note 1 des états financiers consolidés 2019.

(2) Free Cash Flow avant Capex de maintenance.

En 2019, les principaux facteurs de l'évolution brute du ROC étaient les suivants :

- le **Nucléaire** a été porté par l'amélioration de la disponibilité des unités de production belges et par l'augmentation des prix captés ;
- au sein des activités **Autres**, les activités de gestion d'énergie sont en hausse, portées par la vente partielle d'un contrat d'approvisionnement de gaz, les activités de marché et les renégociations de contrats gaz ;
- les résultats des **Solutions Clients** ont bénéficié de la contribution d'acquisitions et de la performance des activités décentralisées, partiellement compensée par des investissements dans le développement commercial et par des restructurations opérationnelles ;
- les **Infrastructures** ont été impactées par plusieurs effets négatifs hors de France (principalement *one-offs* et température) ainsi que, conformément aux attentes et, pour une grande part, temporaires, plusieurs facteurs négatifs en France (principalement dans le transport de gaz avec la linéarisation des tarifs). Les Infrastructures ont aussi

(1) Variation brute hors effets change et périmètre.

(2) Ces objectifs et cette indication reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changements comptables significatifs, d'absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2019 pour la partie non couverte de la production, d'absence de changement dans le cadre juridique et réglementaire des dispositions nucléaires, de cours de change moyens suivants pour 2020 : €/$: 1,13 ; €/BRL : 4,57 et pour 2021-2022 : €/$: 1,16 ; €/BRL : 4,57 et de dilution du plan de cession 2020-2022 de 4 milliards d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

bénéficié de la première contribution annuelle de TAG, réseau de transport de gaz au Brésil, acquis mi-2019 ;

- les **Renouvelables** ont bénéficié de l'amélioration des prix de la production hydroélectrique au Brésil et de l'augmentation des mises en service de capacités renouvelables (3,0 GW installés en 2019). L'objectif d'installation de 9 GW de capacités renouvelables additionnelles sur 2019-2021 est désormais intégralement sécurisé ;
- les activités **Supply** ont continué à être affectées par un contexte de marché difficile, principalement dû à la contraction des marges pour les particuliers en France, des *one-offs* positifs en 2018 au Benelux, ainsi que d'effets température négatifs en Australie et en France ;
- le **Thermique** a été impacté par la cession de Glow, partiellement compensée par la performance des contrats long terme de vente d'électricité et des conditions de prix de marché favorables au Chili ainsi que le rétablissement du mécanisme de rémunération des capacités au Royaume-Uni.

ENGIE a poursuivi sa stratégie axée sur le leadership de la transition énergétique en 2019.

Dans les **Solutions Clients**, ENGIE et ses partenaires ont remporté des contrats commerciaux significatifs pour l'université de l'Iowa (États-Unis), les bâtiments du gouvernement fédéral à Ottawa (Canada), le «territoire intelligent» autour d'Angers (France) et des bâtiments industriels à Singapour. En outre, ENGIE a acquis Conti en Amérique du Nord, Otto Industries en Allemagne et Powerlines en Autriche. Enfin, ENGIE Impact a été créé afin de fournir aux entreprises internationales des solutions pour définir leur stratégie de développement durable et accélérer leur transition énergétique.

Dans les **Infrastructures**, ENGIE a annoncé le 13 juin 2019 que le consortium dans lequel le Groupe détient une participation majoritaire a finalisé l'acquisition d'une participation de 90% dans TAG, le plus grand propriétaire de réseau de transport de gaz au Brésil. TAG dispose d'un portefeuille de contrats à long terme assurant une contribution aux résultats attractive et améliorant la diversification de l'empreinte géographique d'ENGIE au sein de ses activités Infrastructures. ENGIE a également continué de renforcer sa position au Brésil avec l'acquisition annoncée en janvier 2020 d'un projet de ligne de transmission électrique de 1 800 km. Enfin, ENGIE bénéficie de plus de visibilité sur les perspectives financières de ses activités dans les réseaux gaziers français avec la conclusion des revues régulatoires entre fin 2019 et début 2020.

Dans les **Renouvelables**, 3,0 GW de capacités renouvelables ont été mises en service depuis le début de l'année et l'objectif de 9 GW de mises en service sur 2019-2021 est désormais intégralement sécurisé. La nouvelle *joint-venture* au Mexique avec Tokyo Gas ainsi que le partenariat stratégique signé au début de l'année 2020 avec Edelweiss Infrastructures Yield en Inde démontrent la capacité d'ENGIE à déployer le modèle DBSO [(1)] et à attirer des partenaires pour le développement de son portefeuille. En outre, ENGIE a remporté avec ses partenaires financiers l'appel d'offres pour l'achat d'un portefeuille hydroélectrique de 1,7 GW d'EDP au Portugal. Enfin, en janvier 2020, ENGIE a conclu un accord avec EDPR pour la joint-venture 50/50 dans l'éolien offshore afin de créer un acteur mondial dans ce secteur.

Pour le **Thermique**, ENGIE a continué de mettre en œuvre sa stratégie de réduction de son empreinte carbone en réduisant la part du charbon à environ 4% de ses capacités de production d'électricité au niveau mondial avec la finalisation de la cession de sa participation de 69,1% dans Glow en Thaïlande et au Laos (3,2 GW de capacité de production, dont 1,0 GW à base de charbon), lui permettant de ne plus avoir d'actifs au charbon en Asie-Pacifique, ainsi que de ses centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas d'une capacité installée de 2,3 GW.

(1) Develop, Build, Share & Operate.

Pour le **Nucléaire**, les nouvelles dispositions sur les provisions relatives aux activités nucléaires en Belgique réduisent ainsi pour toutes les parties prenantes les incertitudes liées au montant de ces provisions et leur financement.

6.1.1.1.1 Analyse des données financières au 31 décembre 2019

6.1.1.1.1.1 Chiffre d'affaires de 60,1 milliards d'euros

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 60,1 milliards d'euros, en hausse de 5,4% en brut et de 4,1% en organique.

La **croissance brute du chiffre d'affaires** intègre des effets de périmètre, comprenant diverses acquisitions dans les Solutions Clients (principalement Conti aux États-Unis, en France et CAM en Amérique Latine) et dans la vente d'énergie aux professionnels aux États-Unis, partiellement compensées par les cessions de la participation de Glow en Thaïlande en mars 2019 et des activités de vente d'énergie aux professionnels en Allemagne fin 2018. Cette croissance comprend également un effet de change légèrement positif, principalement dû à l'appréciation du dollar américain, partiellement compensée par les dépréciations du peso argentin et du real brésilien par rapport à l'euro.

La **croissance organique** du chiffre d'affaires est principalement liée aux revenus des activités de vente d'énergie en Amérique du Nord, en France et en Europe, à la croissance des Solutions Clients en Europe, aux services de gestion d'énergie et aux conditions de marché favorables pour les activités de Global Energy Management (GEM) et à une dynamique porteuse en Amérique Latine (croissance du portefeuille de contrats long terme d'achat d'électricité au Chili et mise en service de nouveaux parcs éoliens et solaires au Brésil). Cette croissance a été partiellement compensée par la baisse des revenus des activités de ventes d'énergie au Royaume-Uni et en Australie et des activités thermiques en Europe.

Le chiffre d'affaires des Solutions Clients a connu une croissance de 11% en brut et de 3% en organique, bénéficiant de l'effet positif des acquisitions et d'un contexte de marché favorable pour les activités industrielles et commerciales en Europe.

6.1.1.1.2 EBITDA de 10,4 milliards d'euros

L'**EBITDA** s'élève à 10,4 milliards d'euros, en hausse de 6,8% en brut et de 8,1% en organique.

Ces variations brute et organique sont globalement en ligne avec la croissance du résultat opérationnel courant, à l'exclusion de l'augmentation des amortissements principalement due à la mise en service d'actifs en Amérique Latine et en France, notamment dans les Réseaux, et qui n'est pas intégrée dans l'EBITDA.

En outre, *Lean 2021*, qui contribue à la croissance organique tant au niveau de l'EBITDA que du ROC, a dépassé les objectifs fixés pour 2019 et est en bonne voie pour atteindre ceux de 2021.

6.1.1.1.3 Résultat opérationnel courant de 5,7 milliards d'euros

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 5,7 milliards d'euros, en hausse de 11,1% en brut et de 14,4% en organique.

L'augmentation brute du ROC comprend un effet de change positif, principalement dû à l'appréciation du dollar américain, partiellement compensé par la dépréciation du peso argentin et du réal brésilien par rapport à l'euro. Cet effet positif est partiellement amoindri par des effets de périmètre globalement négatifs, provenant principalement de la cession de la participation de 69,1% dans la société Glow en Thaïlande et au Laos, partiellement compensée par diverses acquisitions notamment dans les Infrastructures (TAG) et les Solutions Clients.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

La performance organique du ROC a varié en fonction des activités :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Solutions clients	1 090	1 010	+7,9% (1)	-0,9%
Infrastructures	2 327	2 401	-3,1%	-5,6%
Renouvelables	1 190	1 129	+5,4%	+7,5%
Thermique	1 260	1 423	-11,5%	+7,2%
Nucléaire	(314)	(1 051)	+70,1%	+70,1%
Approvisionnement	345	539	-36,0%	-33,5%
Autres	(172)	(297)	+42,1%	+41,6%
TOTAL	**5 726**	**5 154**	**+11,1%**	**+14,4%**

(1) Hors one-offs de SUEZ en 2019, cette évolution brute aurait été d'environ +7% (env. +10 millions d'euros d'impact positif net : règlement positif du litige en Argentine, coûts de restructuration et dépréciations d'actifs).

- Le ROC des **Solutions Clients** est en décroissance organique de 1%, principalement du fait de facteurs négatifs dans certains segments et de l'augmentation des coûts de développement notamment sur les nouvelles activités en croissance. Cette décroissance est partiellement compensée par la contribution en hausse de SUEZ et par une contribution accrue des activités de production d'énergie décentralisée.
- Le ROC des **Infrastructures** est en décroissance organique de 6%, principalement due aux activités de distribution de gaz avec des *one-offs* négatifs enregistrés en 2018-2019 à l'étranger et des effets températures négatifs en France et en Europe, qui ne sont que partiellement compensés par la reprise de provision pour coûts de commissionnement et par la hausse des tarifs en France. Les activités de transport de gaz en France ont également souffert d'un effet volume négatif dû à la fusion des zones de marché gazier Nord et Sud et d'un effet prix négatif résultant du lissage tarifaire.
- Le ROC des **Renouvelables** est en croissance organique de 8%. Cette croissance s'explique principalement par la hausse des prix de la production hydroélectrique au Brésil et en France et par la mise en service de 3,0 GW de capacités depuis le 1er janvier 2019, notamment au Brésil (0,5 GW), aux États-Unis (0,5 GW), en Espagne (0,4 GW), au Mexique (0,3 GW), en Inde (0,3 GW), en France (0,3 GW) et en Égypte (0,3 GW). Ces effets positifs ont été partiellement compensés par des marges DBSO inférieures par rapport au niveau élevé des transactions réalisées en 2018 et par une production hydroélectrique plus faible en France.
- Le ROC du Thermique est en croissance organique de 7%, principalement grâce à la croissance du portefeuille de contrats long terme d'achat d'électricité et les conditions de prix de marché favorables au Chili. En outre, le rétablissement du mécanisme de rémunération des capacités au Royaume-Uni et l'impact favorable des spreads de gaz en Europe ont eu un effet positif. Ces effets positifs ont été partiellement compensés par l'expiration d'un contrat long terme d'achat d'électricité en Turquie en avril 2019. Enfin, le montant des indemnités compensatoires perçues est resté stable en 2019 par rapport à 2018.
- Le ROC du **Nucléaire** est en croissance organique de 70%, bénéficiant de taux de disponibilité des unités de production plus élevés en Belgique (+2 720 points de base et +62% de volumes produits) et de meilleurs prix captés (+2 €/MWh).
- Le ROC du **Supply** affiche une baisse organique de 34%, principalement en raison de la pression sur les marges de vente de gaz et d'électricité aux particuliers en France, de l'annulation du produit à recevoir pour coûts de commissionnement (lié à la couverture du coût de desserte des clients traités par les fournisseurs d'énergie pendant l'ouverture du marché français, de 2007 à 2016, entièrement compensé par une reprise de provision symétrique dans la distribution de gaz en France), de *one-offs* positifs comptabilisés en 2018 au Benelux et d'effets température négatifs en Australie et en France. Ces effets ont été partiellement compensés par une augmentation des marges de vente d'énergie aux professionnels en France.
- Le ROC des activités **Autres** a enregistré une croissance organique de 42%, reflétant principalement la performance de GEM provenant de la vente partielle d'un contrat de gaz à Shell, de l'effet positif des renégociations de contrats de gaz, ainsi que des conditions de marché globalement favorables et la baisse des coûts du *Corporate*.

La performance organique du résultat opérationnel courant a varié selon les segments :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
France	2 861	3 057	-6,4%	-7,0%
Dont France hors Infrastructures	*903*	*1 039*	*-13,1%*	*-15,2%*
Dont Infrastructures France	*1 957*	*2 018*	*-3,0%*	*-2,8%*
Reste de l'Europe	684	46		
Amérique Latine	1 694	1 359	+24,6%	+20,2%
États-Unis & Canada	159	153	+3,9%	-5,5%
Moyen-Orient, Asie & Afrique	559	896	-37,6%	-9,1%
Autres	(231)	(357)		
TOTAL	**5 726**	**5 154**	**+11,1%**	**+14,4%**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Sur la base des segments reportables, l'augmentation organique du ROC s'explique par les bons résultats du **Reste de l'Europe** (principalement portés par la performance des activités Nucléaires bénéficiant d'une hausse des taux de disponibilité des unités de production et des prix captés, du rétablissement du mécanisme de rémunération des capacités au Royaume-Uni et de l'effet positif des *spreads* de gaz en Europe, partiellement compensés par des *one-offs* positifs en 2018, y compris des indemnités compensatoires perçues, les difficultés des activités de vente d'énergie au Benelux et au Royaume-Uni et de quelques contrats déficitaires dans les Solutions Clients), par le segment **Autres** (majoritairement grâce à la performance des activités de marché de GEM et la contribution de SUEZ en hausse significative) et par **l'Amérique Latine** (notamment liés à l'impact favorable des indemnités compensatoires perçues dans les activités Thermiques en 2019, à la hausse des prix de la production hydroélectrique et aux mises en service de nouveaux parcs éoliens et solaires au Brésil et au Mexique ainsi qu'à la croissance du portefeuille de contrats long terme d'achat d'électricité au Chili).

Ces impacts positifs ont été partiellement compensés par la décroissance organique du ROC au **Moyen-Orient, Asie & Afrique** (principalement due à des effets défavorables dans la vente d'énergie en Australie et en Afrique, des Infrastructures en Turquie, partiellement compensés par la contribution positive des activités Thermiques et Renouvelables), en **France** (pour les activités France hors Infrastructures, principalement en raison de la baisse des marges DBSO par rapport au niveau élevé de 2018, de la pression sur les marges dans les activités de vente d'énergie et de la baisse de la production hydroélectrique, partiellement compensées par la hausse des prix pour la production hydroélectrique, l'augmentation des contributions de l'éolien et du solaire et l'amélioration de la rentabilité des activités Solutions clients ; pour les activités France Infrastructures, principalement en raison de la contribution plus faible des activités de transport et de distribution) et aux **États-Unis & Canada** (principalement sous l'impulsion des Solutions Clients, notamment en raison des *one-offs* négatifs enregistrés en 2019, de la contribution plus faible des activités thermiques en raison de la baisse des prix des capacités, partiellement compensés par des marges DBSO plus importantes et les contributions des actifs mis en service dans les activités Renouvelables).

6.1.1.1.1.4 Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies de 2,7 milliards d'euros et Résultat net part du Groupe de 1,0 milliard d'euros

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 2,7 milliards d'euros, contre 2,5 milliards d'euros en 2018. Cette augmentation est principalement due à l'amélioration continue du résultat opérationnel courant, partiellement compensée par une hausse des impôts, principalement en raison de l'effet positif de la comptabilisation d'impôts différés actifs en 2018 ainsi que des frais financiers récurrents légèrement plus élevés, reflétant l'évolution du mix des activités (dette plus importante au Brésil).

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 1,0 milliard d'euros en 2019, stable d'une année sur l'autre, en raison de l'augmentation du résultat net récurrent et des plus-values de cession, résultant principalement de la cession de Glow, qui ont compensé l'impact de la revue triennale des provisions nucléaires en Belgique et des variations *mark-to-market* en légère baisse.

6.1.1.1.1.5 Dette nette financière de 25,9 milliards d'euros

À fin décembre 2019, la **dette financière nette** s'établit à 25,9 milliards d'euros, en hausse de 2,7 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2018. Cette variation s'explique par (i) les dépenses d'investissement sur la période (10,0 milliards d'euros [1], y compris le 1,5 milliard d'euros au titre de l'acquisition de TAG au Brésil), (ii) les dividendes versés aux actionnaires d'ENGIE SA (1,8 milliard d'euros) et aux intérêts minoritaires (0,7 milliard d'euros) et (iii) d'autres éléments (0,6 milliard d'euros) principalement liés aux taux de change, aux nouveaux droits d'utilisation des biens pris en location et aux variations *mark-to-market*. Ces éléments ont été partiellement compensés par (i) par la génération de cash-flow des opérations (7,6 milliards d'euros) et (ii) les effets du programme de rotation du portefeuille (2,8 milliards d'euros, principalement liés à la finalisation de la cession de la participation dans Glow).

Le ***cash flow from operations*** [2] s'établit à 7,6 milliards d'euros, en recul de 0,2 milliard d'euros. Cette baisse est principalement due aux variations du besoin en fonds de roulement (impact négatif de 1,3 milliard d'euros) essentiellement liées aux appels de marge sur produits dérivés et à la variation *mark-to-market* des produits financiers dérivés, partiellement compensées par l'augmentation des flux de trésorerie opérationnels (0,9 milliard d'euros) et de moindres décaissements d'impôts (0,2 milliard d'euros).

À fin décembre 2019, le **ratio dette financière nette/EBITDA** s'élève à 2,5x. Hors effets de l'acquisition de TAG qui n'était pas incluse dans les objectifs financiers pour 2019 et dont la contribution au niveau de l'EBITDA n'est que partielle, ce ratio s'élève à 2,4x, stable par rapport à fin décembre 2018 [3] et en ligne avec l'objectif d'un ratio inférieur ou égal à 2,5x. Le coût moyen de la dette brute est de 2,70%, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2018, notamment en raison de nouveaux emprunts au Brésil.

À fin décembre 2019, le ratio dette nette économique [3] /EBITDA s'élève à 4,0x. Hors effets de l'acquisition de TAG, ce ratio s'élève à 3,8x, en légère augmentation par rapport à fin décembre 2018.

6.1.1.1.2 Objectifs financiers

Les objectifs pour les exercices comptables clos aux 31 décembre 2020 et 2022 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.

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 décrit 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

(1) Net des cessions partielles dans le cadre du schéma DBSO.

(2) Cash flow from operations = Free cash flow avant Capex de maintenance.

(3) La dette nette économique s'établit à 41,1 milliards d'euros à fin décembre 2019 (vs. 35,7 milliards d'euros à fin décembre 2018) ; elle intègre notamment les provisions nucléaires et les avantages postérieurs à l'emploi.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 (y compris IFRS 16 et IFRIC 23, que le Groupe applique à compter du 1er janvier 2019) décrites dans les états financiers consolidés.

Hypothèses

- **stratégie** : confirmation et renforcement de l'ambition du groupe ENGIE de compter parmi les leaders de la transition énergétique et climatique ;
- **acquisitions et cessions** : pas de changement significatif du périmètre de consolidation du Groupe à l'exception des acquisitions ou cessions déjà annoncées ou d'impacts explicitement indiqués dans les objectifs ci-dessous ;
- **taux de change** :
  - 2020 : taux annuels moyens €/USD et €/BRL de 1,13 et 4,57 respectivement,
  - 2021 et 2022 : taux annuels moyens €/USD et €/BRL de 1,16 et 4,57 respectivement ;
- **disponibilité des actifs nucléaires en Belgique** : 74%, 93% et 94% pour 2020, 2021 et 2022 respectivement (taux calculés par rapport à la base installée, tenant compte d'une fermeture de Doel 3 en octobre 2022) ;
- **tarifs régulés dans les Infrastructures France** :
  - distribution, transport et stockage : tarifs publiés par la CRE en janvier 2020,
  - regazéification : estimation des tarifs actualisés à compter de 2021, la révision des tarifs de la CRE devant avoir lieu en 2020 ;
- **tarifs régulés pour le gaz naturel et l'électricité en France** : répercussion complète des coûts d'approvisionnement ;
- **prix des matières premières** : prix basés sur les conditions de marché au 31 décembre 2019 (notamment pour la production *outright* d'électricité en Europe avec des taux *forward* à 44, 47, 48 €/MWh en 2020, 2021 et 2022 respectivement) pour la partie non couverte de la production (20%, 46% et 77% en 2020, 2021 et 2022 respectivement) ;
- **climat** : conditions climatiques normalisées en France (distribution de gaz naturel et approvisionnement d'énergie + production hydroélectrique normalisée), amélioration de l'hydrologie au Brésil en 2022 ;
- **taux effectif d'impôt récurrent** : 31% en 2020, réduisant d'environ 300 bps jusqu'en 2022 ;
- **taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi** : basé sur les conditions du marché au 31 décembre 2019, tel que décrit dans la Note 20 des états financiers consolidés ;
- pas de changement comptable significatif par rapport à 2019 ;
- pas de changements réglementaires et macro-économiques majeurs par rapport à 2019.

Objectifs financiers 2020 et 2022

ENGIE prévoit pour 2020 un **résultat net récurrent part du Groupe compris entre 2,7 et 2,9 milliards d'euros**. Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 10,5 à 10,9 milliards d'euros et de ROC de 5,8 à 6,2 milliards d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2019	ROC 2019-2020 (1)	*Key drivers*
Solutions clients	1 090	+	Croissance organique du chiffre d'affaires et des marges, et nouvelles acquisitions.
Infrastructures	2 327	-	Augmentation de la contribution de TAG, compensée par la baisse des taux de rémunération.
Renouvelables	1 190	+ +	Volume et prix de l'hydroélectricité en France et décision au Brésil sur la compensation des pertes passées dues à la faiblesse du *dispatch* de l'hydroélectricité. Augmentation de l'éolien et du solaire en raison des marges de DBSO et de la mise en service des actifs.
Thermique	1 260	- -	Effet des cessions et *spreads* en baisse.
Nucléaire	(314)	+	Prix captés en hausse et diminution de la disponibilité.
Approvisionnement	345	+ +	Effets positifs des *one-offs* négatifs de 2019 et d'un climat moyen en 2020.

(1) Un seul signe + ou - représente une croissance ou une diminution à 1 chiffre ; un double + + ou - - représente une croissance ou une diminution à 2 chiffres.

Pour 2020 et sur le long terme, ENGIE prévoit un ratio dette nette économique/EBITDA inférieur ou égal à 4,0x et continue de viser une notation crédit «*strong investment grade*».

Pour 2022, ENGIE prévoit un taux de croissance annuel moyen du **résultat net récurrent part du Groupe compris entre 6 et 8%** (soit entre 3,2 et 3,4 milliards d'euros). Cet objectif repose sur des fourchettes indicatives de taux de croissance annuel moyen de 2-4% pour l'EBITDA et de 4-6% pour le ROC.

Pour la période 2020-2022, ENGIE prévoit d'investir 10 milliards d'euros (1) dans la croissance, 8 milliards d'euros dans la maintenance et 4 milliards d'euros dans les investissements financiers de Synatom pour le financement de l'intégralité du montant des provisions pour l'aval du cycle d'ici 2025. Les cessions devraient s'élever à 4 milliards d'euros, principalement pour poursuivre la réduction des émissions de CO_2 et pour simplifier l'empreinte géographique et la structure.

(1) Net des cessions partielles dans le cadre du schéma DBSO.

6.1.1.1.3 Politique de dividende

Au titre des **résultats 2019**, ENGIE confirme le paiement **d'un dividende ordinaire de 0,80 euro par action, en numéraire**, correspondant à un ratio de distribution sur la base du RNRpg de 72%.

Le dividende annuel est versé en une seule fois, à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire (AGO) approuvant les comptes annuels.

Pour l'avenir, ENGIE confirme **sa politique de dividende à moyen terme, dans une fourchette de 65% à 75% de ratio de distribution sur la base du RNRpg**.

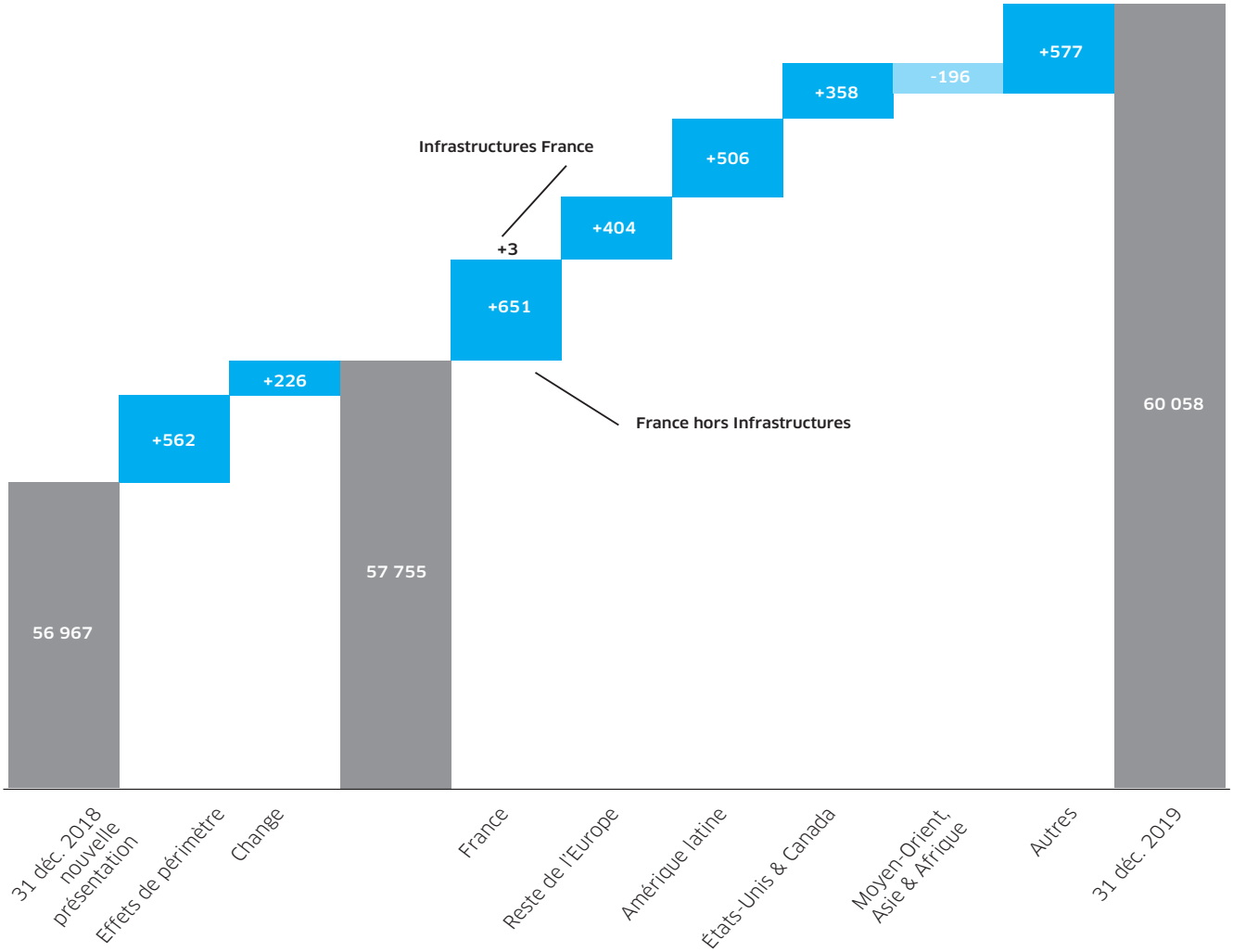
Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.1.2 Évolution des activités du Groupe

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**60 058**	**56 967**	**+5,4%**	**+4,1%**
EBITDA	**10 366**	**9 702**	**+6,8%**	**+8,1%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 640)	(4 548)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 726**	**5 154**	**+11,1%**	**+14,4%**

ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros

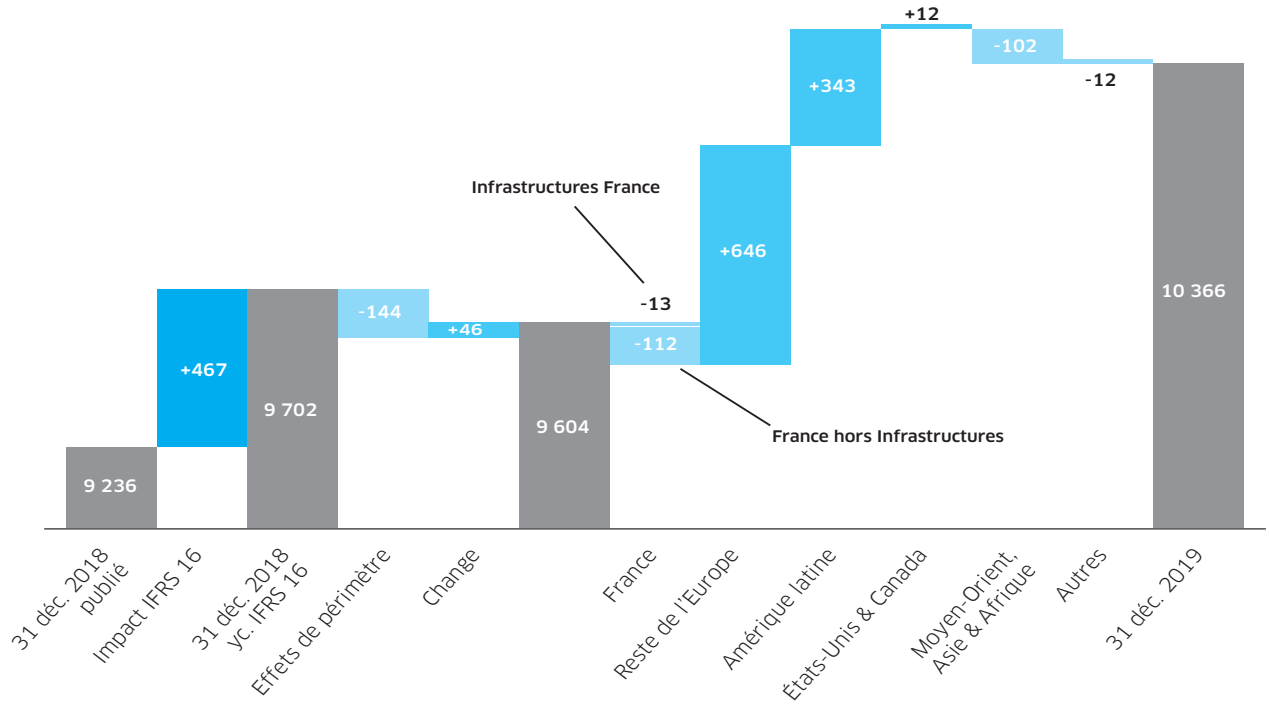


6

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Matrice par géographies/*Business Lines*

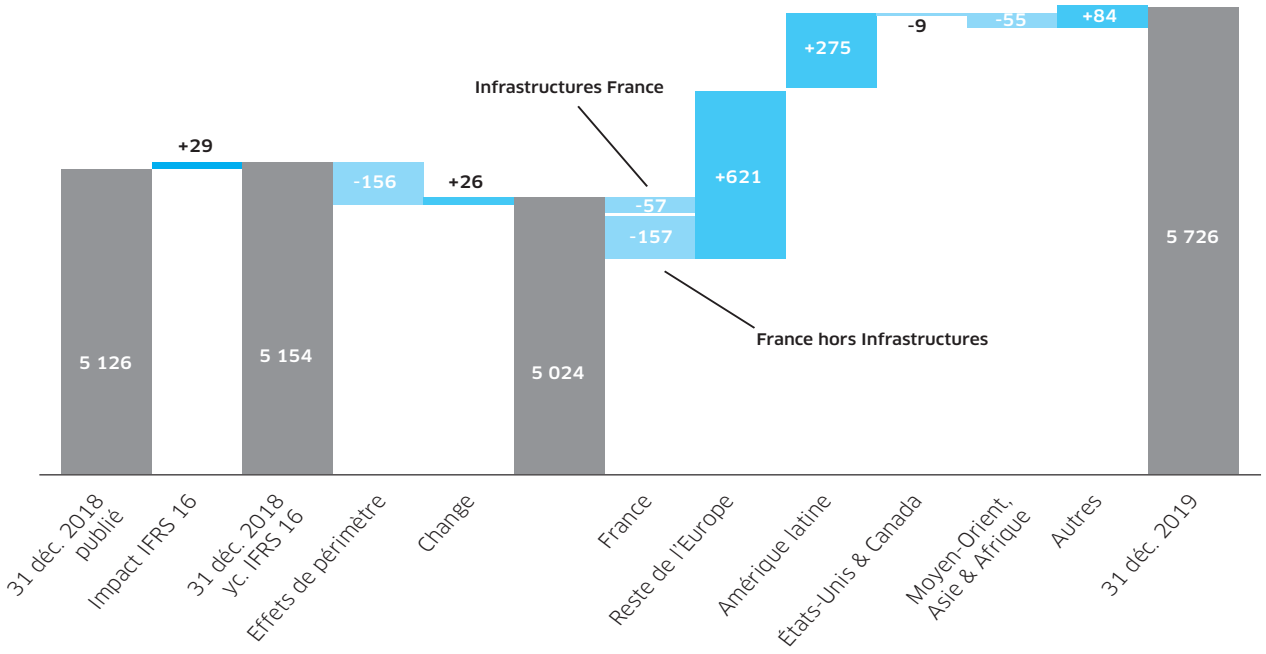
En millions d'euros	Solutions clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2019
France	959	3 537	421	-	-	294	-	5 211
Reste de l'Europe	577	137	145	442	192	256	-	1 750
Amérique latine	35	339	1 035	750	-	62	-	2 221
États-Unis & Canada	64	1	70	32	-	63	61	291
Moyen-Orient, Asie & Afrique	44	17	97	563	-	6	-	727
Autres	156	(8)	(43)	(23)	-	(42)	125	166
TOTAL EBITDA	**1 835**	**4 024**	**1 725**	**1 765**	**192**	**639**	**186**	**10 366**

En millions d'euros	Solutions clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2018 y compris IFRS 16
France	920	3 554	503	-	-	352	-	5 329
Reste de l'Europe	552	151	125	515	(555)	294	-	1 081
Amérique latine	11	280	901	554	-	43	-	1 789
États-Unis & Canada	70	1	5	64	-	37	74	252
Moyen-Orient, Asie & Afrique	40	57	82	898	-	57	-	1 133
Autres	137	(7)	(27)	9	-	-	6	119
TOTAL EBITDA	**1 730**	**4 035**	**1 589**	**2 040**	**(555)**	**783**	**81**	**9 702**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

ÉVOLUTION DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros



Matrice par géographies/*Business Lines*

En millions d'euros	Solutions clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2019
France	574	1 957	181	-	-	149	-	2 861
Reste de l'Europe	345	82	88	293	(314)	190	-	684
Amérique latine	-	280	849	504	-	61	-	1 694
États-Unis & Canada	13	1	45	26	-	25	49	159
Moyen-Orient, Asie & Afrique	25	15	72	460	-	(13)	-	559
Autres	132	(8)	(45)	(23)	-	(65)	(222)	(231)
TOTAL ROC	**1 090**	**2 327**	**1 190**	**1 260**	**(314)**	**345**	**(172)**	**5 726**

En millions d'euros	Solutions clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2018 y compris IFRS 16
France	552	2 018	259	-	-	227	-	3 057
Reste de l'Europe	341	108	70	342	(1 051)	235	-	46
Amérique latine	(1)	227	749	342	-	42	-	1 359
États-Unis & Canada	24	1	(5)	59	-	13	60	153
Moyen-Orient, Asie & Afrique	32	54	63	708	-	40	-	896
Autres	44	(7)	(28)	9	-	(19)	(356)	(357)
TOTAL ROC	**993**	**2 402**	**1 109**	**1 460**	**(1 051)**	**538**	**(296)**	**5 154**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.1.2.1 France

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**21 423**	**20 448**	**+4,8%**	**+3,2%**
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	**22 736**	**21 760**	**+4,5%**	
EBITDA	**5 211**	**5 329**	**-2,2%**	**-2,4%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(2 351)	(2 272)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**2 861**	**3 057**	**-6,4%**	**-7,0%**

6.1.1.2.1.1 France hors Infrastructures

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**15 854**	**14 998**	**+5,7%**	**+4,4%**
EBITDA	**1 672**	**1 775**	**-5,8%**	**-6,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(769)	(736)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**903**	**1 039**	**-13,1%**	**-15,2%**

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %
Ventes de gaz	83,2	88,3	-5,8%
Ventes d'électricité	38,8	39,0	-0,5%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique	(3,6)	(2,9)	(0,7)
(signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)			

Le **chiffre d'affaires** du secteur France hors Infrastructures s'établit à 15 854 millions d'euros, en hausse brute de 5,7% et de 4,4% en organique. Cette croissance organique s'explique par la hausse du chiffre d'affaires dans le segment de l'électricité BtoC et les activités de services BtoB. Les acquisitions dans les services BtoB contribuent aussi sensiblement à la croissance brute (notamment Powerlines, Pierre Guérin, Endel SRA et Sodelem).

Par rapport à l'an dernier, les volumes de ventes de gaz dans le segment BtoC diminuent de 5,1 TWh – dont 0,7 TWh sont imputables à un effet température négatif – principalement du fait de la fin des tarifs réglementés du gaz. Le portefeuille d'électricité BtoC enregistre une progression significative de 1,6 TWh, tandis que les volumes issus de la production électrique et de France Réseaux chutent de 1,8 TWh.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 903 millions d'euros, en recul brut de 13,1% et de 15,2% en organique. Ce repli est principalement dû à la baisse des marges DBSO (*Develop, Build, Share & Operate*) en 2019 et au segment BtoC, qui reflète principalement une hausse des charges d'exploitation (Opex) afin de soutenir le développement des offres de marché gaz et électricité. Les résultats de 2019 pâtissent également de l'impact d'une plus faible production d'origine hydraulique. Ces sous-performances sont partiellement contrebalancées par la hausse des prix de l'hydroélectricité, l'augmentation de la production dans l'éolien et le solaire, et une bonne performance organique des activités BtoB du fait de nouveaux contrats et d'une amélioration de la rentabilité.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.1.2.1.2 Infrastructures France

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**5 569**	**5 450**	**+2,2%**	**+0,1%**
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	**6 548**	**6 575**	**-0,4%**	
EBITDA	**3 539**	**3 554**	**-0,4%**	**-0,4%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 582)	(1 536)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**1 957**	**2 018**	**-3,0%**	**-2,8%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Infrastructures France s'établit à 5 569 millions d'euros, en hausse de 119 millions d'euros par rapport à 2018. Cette croissance est due à l'activité de *terminalling*, dont l'évolution reflète l'externalisation des activités GNL et la hausse des tarifs dans les activités de distribution, ainsi qu'à l'activité de transmission, bien que, dans ce dernier cas, la hausse soit limitée par le lissage des tarifs et une baisse de la capacité souscrite. Ces effets favorables sont partiellement contrebalancés par l'activité de stockage, avec une réduction des opérations d'achat/vente en France suite à l'entrée en vigueur d'une nouvelle réglementation en 2018, dont les incidences sont compensées par les activités internationales.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 1 957 millions d'euros pour la période, en diminution organique de 2,8%. Cette baisse est imputable, dans l'activité de transmission, à un effet prix négatif en France – principalement lissage des tarifs – et en Allemagne. Dans une moindre mesure, l'activité de stockage est affectée par des pénalités clients en France, en raison d'une détérioration temporaire de la performance opérationnelle, et par des effets prix négatifs en Allemagne ; l'activité de *terminalling*, elle, l'est par la révision des tarifs. La croissance dans l'activité de distribution contrebalance partiellement ces effets, la douceur du climat et autres évolutions liées aux charges d'exploitation étant plus que compensées par la hausse des tarifs.

6.1.1.2.2 Reste de l'Europe

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**17 270**	**16 946**	**+1,9%**	**+2,4%**
EBITDA	**1 750**	**1 081**	**+61,9%**	**+59,4%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 066)	(1 036)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**684**	**46**		

Le **chiffre d'affaires** dans le reste de l'Europe s'élève à 17 270 millions d'euros, en hausse organique de 2,4%, principalement du fait des activités Approvisionnement et Solutions Clients, tandis que le chiffre d'affaires des activités Thermique, lui, accuse un recul.

Les activités Approvisionnement profitent d'effets prix positifs en Belgique, aux Pays-Bas et en Roumanie, partiellement neutralisés par les activités Approvisionnement au Royaume-Uni et en Allemagne, en raison de la cession du portefeuille de commercialisation aux clients professionnels outre-Rhin en 2018.

La hausse observée dans les Solutions Clients émane principalement du segment de l'efficacité énergétique et des installations en Belgique, de l'Europe centrale qui bénéficie d'effets de périmètre positifs en Allemagne, notamment à la suite de l'acquisition d'OTTO (janvier 2019) et de la croissance organique en Espagne, essentiellement dans les activités d'installation.

Le **résultat opérationnel courant** ressort à 684 millions d'euros, en croissance brute de 639 millions d'euros. Cette croissance est principalement portée par les activités Nucléaire et par une légère hausse des Renouvelables. Les Solutions Clients demeurent stables par rapport à l'an dernier, tandis que l'Approvisionnement, les Infrastructures et le Thermique accusent un repli.

Alors que 2018 avait été marquée par un grand nombre d'interruptions non planifiées, les activités Nucléaire bénéficient de taux de disponibilité plus élevés en Belgique, ainsi que de meilleurs prix captés. Les activités Renouvelables profitent des bonnes performances de l'éolien terrestre au Benelux.

Les Solutions Clients enregistrent une baisse de la contribution des activités non adossées à des actifs, en raison d'un recul significatif constaté notamment au Royaume-Uni et au Benelux du fait de renégociations de contrats et de contrats historiques déficitaires. Elles affichent toutefois de meilleurs résultats dans les activités adossées à des actifs, principalement dans la BU Génération Europe grâce aux unités de cogénération, ainsi que dans la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est en Italie et en Allemagne.

Le repli enregistré dans les activités Thermique s'explique principalement par des effets ponctuels positifs plus élevés en 2018, la baisse des *spreads* de charbon étant partiellement compensée par l'amélioration des *spreads* de gaz et le rétablissement du marché de capacités au Royaume-Uni. Les activités de commercialisation sont en baisse au Benelux et au Royaume-Uni et les activités Infrastructures sont en baisse en Allemagne.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.1.2.3 Amérique latine

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**5 341**	**4 639**	**+15,1%**	**+10,9%**
EBITDA	**2 221**	**1 789**	**+24,2%**	**+19,1%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(527)	(430)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**1 694**	**1 359**	**+24,6%**	**+20,2%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique latine s'établit à 5 341 millions d'euros, en hausse brute de 15,1% et en progression organique de 10,9%. La croissance brute englobe l'effet positif de l'acquisition d'une entité dans les Solutions Clients à la fin de l'année dernière (CAM), partiellement contrebalancé par un effet de change net négatif, la dépréciation du réal brésilien (-2,4%) et du peso argentin (-36,0%) étant en partie atténuée par l'appréciation du dollar américain (+5,5%), du peso mexicain (+5,3%) et du sol péruvien (+3,9%). Au Chili, l'activité est positivement impactée par la montée en puissance de nouveaux contrats de vente d'électricité avec des sociétés de distribution. Au Brésil, la croissance organique est principalement due à la mise en service de nouveaux parcs éoliens et solaires et d'une nouvelle centrale thermique, ainsi qu'à l'effet de l'inflation sur les contrats de vente d'électricité.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 1 694 millions d'euros, en hausse brute de 24,6% et de 20,2% en organique. La croissance brute bénéficie de l'impact positif lié à l'acquisition d'une entité de transport de gaz (TAG) au Brésil en juin 2019. La croissance organique, elle, est due à l'impact favorable des dommages et intérêts perçus au Chili et au Brésil en 2019, et aux effets organiques positifs précédemment mentionnés pour le chiffre d'affaires. Ces impacts sont partiellement compensés par un effet ponctuel positif enregistré en 2018 au Mexique.

6.1.1.2.4 États-Unis & Canada

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**4 545**	**3 355**	**+35,5%**	**+10,1%**
EBITDA	**291**	**252**	**+15,6%**	**+4,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(132)	(99)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**159**	**153**	**+3,9%**	**-5,5%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur États-Unis & Canada atteint 4 545 millions d'euros, en hausse brute de 35,5%. Outre des effets de change positifs, il bénéficie d'effets entrants liés aux acquisitions récentes dans les Solutions Clients et la Commercialisation BtoB (Plymouth Rock) aux États-Unis. Cette progression de 10,1% en organique s'explique principalement par les effets prix positifs dans les ventes d'électricité aux clients professionnels aux États-Unis, sans impact sur le résultat opérationnel courant.

Le **résultat opérationnel courant** ressort à 159 millions d'euros, en recul organique de 5,5% par rapport à 2018. Cette évolution est le fait d'une baisse de performance opérationnelle dans les Solutions Clients en raison de contrats déficitaires, des coûts de lancement d'ENGIE Impact, et de la baisse des prix de capacités dans les activités Thermique. Ces effets sont partiellement compensés par la montée en puissance des activités Renouvelables aux États-Unis, qui comprend la cession partielle DBSO d'un projet éolien (Live Oak) et la contribution de deux projets éoliens mis en service en 2019.

6.1.1.2.5 Moyen-Orient, Asie & Afrique

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**2 914**	**4 014**	**-27,4%**	**-6,7%**
EBITDA	**727**	**1 133**	**-35,9%**	**-12,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(168)	(237)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**559**	**896**	**-37,6%**	**-9,1%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Moyen-Orient, Asie & Afrique atteint 2 914 millions d'euros, ce qui représente une diminution brute de 27,4% et un recul organique de 6,7%. Ce repli brut s'explique principalement par la cession de Glow (Thaïlande) en mars 2019, par une performance plus faible dans les activités d'Approvisionnement (notamment Simply Energy en Australie), ainsi que par une baisse du chiffre d'affaires des Solutions Clients en Afrique et en Australie. Cette diminution est partiellement compensée par des acquisitions au Moyen-Orient (Cofely Besix) et en Asie (RCS Engineering), ainsi que par des effets de change positifs.

Les ventes d'électricité, en baisse de 27 TWh, s'élèvent à 16,8 TWh, avec des volumes réduits principalement en raison de la cession de Glow et de Loy Yang B.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 559 millions d'euros, en recul brut de 37,6% et de 9,1% en organique. Cette baisse brute s'explique par l'impact négatif de la cession de Glow et de Loy Yang B, en partie compensé par des effets de change positifs. Le repli organique reflète notamment les difficultés (i) des activités d'Approvisionnement en Australie et en Afrique, (ii) des Infrastructures, liées à une reprise de provision positive en 2018 en Turquie, et dans une moindre mesure, (iii) des Services. Ce résultat est partiellement compensé par la contribution positive de la production thermique et par l'impact positif des activités Renouvelables, y compris les dommages et intérêts perçus pour le parc éolien de Willogoleche en Australie.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.1.2.6 Autres

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**8 565**	**7 565**	**+13,2%**	**+7,5%**
EBITDA	**166**	**119**	**+39,7%**	**-9,9%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(397)	(476)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**(231)**	**(357)**	**+35,4%**	**+23,5%**

Le secteur reportable Autres englobe (i) GEM, (ii) Tractebel, (iii) GTT, (iv) Hydrogène, ainsi que (v) les activités holdings et corporate du Groupe, qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, Entreprises & Collectivités (E&C) et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Le **chiffre d'affaires** de ce secteur s'élève à 8 565 millions d'euros, en hausse brute de 13,2% (soit 1 000 millions d'euros) par rapport à 2018, principalement grâce aux activités de GEM sous l'effet d'un contexte de marché favorable et d'E&C principalement en raison d'une augmentation des volumes d'électricité et des prix moyens (soit une hausse brute de 910 millions d'euros pour GEM et E&C).

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à -231 millions d'euros, soit une hausse de 126 millions d'euros par rapport à 2018. Cette progression est principalement due à GEM, à sa surperformance sur les activités de marché, au transfert partiel d'un contrat d'approvisionnement en gaz, aux renégociations des contrats de gaz, ainsi qu'à l'acquisition de Certinergy en février 2019, partiellement contrebalancée par le recul de performance du stockage sur des marchés baissiers. Le résultat opérationnel courant bénéficie également d'effets ponctuels positifs chez SUEZ et dans Link 2018. Ces impacts favorables sont partiellement neutralisés par un déclin des marges de Tractebel Engineering.

6.1.1.3 Autres éléments du compte de résultat

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 y compris IFRS 16	Variation brute en %
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 726**	**5 154**	**+11,1%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(426)	(223)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**5 300**	**4 932**	**+7,5%**
Pertes de valeur	(1 770)	(1 798)	
Restructurations	(218)	(162)	
Effets de périmètre	1 604	(150)	
Autres éléments non récurrents	(1 240)	(147)	
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**3 676**	**2 674**	**+37,5%**
Résultat financier	(1 387)	(1 414)	
Impôts sur les bénéfices	(640)	(702)	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**1 649**	**558**	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**-**	**1 067**	
RÉSULTAT NET	**1 649**	**1 624**	**+1,5%**
Résultat net part du Groupe	**984**	**1 029**	
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	*984*	*(14)*	
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	-	*1 043*	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**664**	**595**	
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*664*	*572*	
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	*24*	

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 3 676 millions d'euros, en hausse par rapport au 31 décembre 2018 principalement en raison (i) des gains enregistrés sur des cessions d'actifs (essentiellement liés à la cession de la participation d'ENGIE dans Glow), (ii) d'une amélioration du résultat opérationnel courant, (iii) partiellement compensés par la comptabilisation de coûts additionnels liés à la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique.

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 1 770 millions d'euros (contre 1 798 millions d'euros au 31 décembre 2018) portant essentiellement sur les actifs nucléaires en Belgique (dont 638 millions d'euros comptabilisés au titre de la révision triennale des provisions nucléaires sur les actifs de démantèlement des unités non prolongeables, en contrepartie de la provision) et sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine et au Moyen-Orient. (*cf. Note 9.1*) ;

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- des charges de restructuration de 218 millions d'euros (contre 162 millions d'euros au 31 décembre 2018) (*cf. Note 9.2*) ;
- des «Effets de périmètre» qui s'élèvent à +1 604 millions d'euros comprenant le résultat relatif à la cession de la participation d'ENGIE dans Glow ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -1 240 millions d'euros comprenant principalement la charge nette de -1 166 millions d'euros liée à l'augmentation de la provision pour gestion de l'aval de cycle du combustible nucléaire dans le cadre de la révision des provisions nucléaires en Belgique.

Le **résultat financier** s'élève à -1 387 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre -1 414 millions d'euros au 31 décembre 2018 (*cf. Note 10*).

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2019 s'établit à -640 millions d'euros (contre -702 millions d'euros au 31 décembre 2018). Elle comprend un produit d'impôt de 471 millions d'euros relatifs à des éléments non récurrents fiscalisés (contre 147 millions d'euros au 31 décembre 2018), principalement des pertes MtM comptabilisées par ENGIE SA. Le taux effectif d'impôt est en forte baisse (35,8% versus 78,1%) principalement en raison de l'absence d'imposition réalisée sur les résultats de cession (Glow). Retraité de ces éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt courant s'établit à 28,2% en 2019 contre 23,7% en 2018, en hausse en raison principalement de l'impact d'effets *one-off* plus positifs en 2018 qu'en 2019.

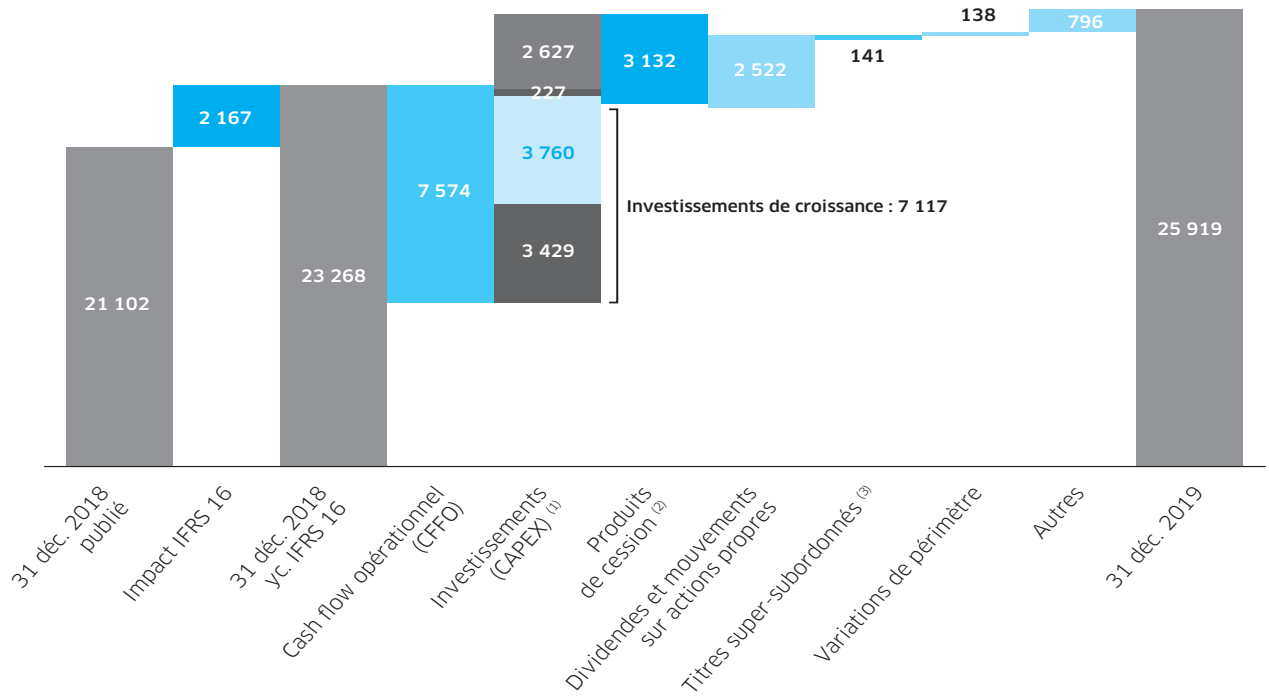
Le **résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à +664 millions d'euros, contre +595 millions d'euros au 31 décembre 2018. Cette variation résulte principalement de moindres pertes de valeur sur les actifs charbon en Allemagne partiellement compensées par l'effet de la déconsolidation de la participation d'ENGIE dans Glow à compter du 14 mars 2019 suite à sa cession.

6.1.1.4 Évolution de l'endettement financier net

L'endettement financier net s'établit à 25,9 milliards d'euros, en hausse de 2,7 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2018. Cette hausse est principalement due (i) aux investissements de la période (10,0 milliards d'euros [1], incluant notamment 1,5 milliard d'euros au titre de l'acquisition de TAG au Brésil), (ii) aux versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,8 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,7 milliard d'euros) et (iii) à d'autres éléments (0,6 milliard d'euros), principalement liés aux effets de change, aux nouveaux droits d'utilisation de biens pris en location et aux variations de valeur de marché des instruments financiers dérivés. Ces éléments sont partiellement compensés (i) par la génération de cash-flow des opérations (7,6 milliards d'euros) et (ii) par les effets du programme de rotation de portefeuille (3,0 milliards d'euros, principalement liés à la finalisation de la cession de la participation dans Glow).

Les mouvements relatifs à l'endettement financier net sont les suivants :

En millions d'euros



(1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO.

(2) Hors produits de cession dans le cadre des activités DBSO.

(3) Cf. Note 18.2.1 «Émission de titres super-subordonnés».

(1) Net de l'impact des cessions dans le cadre des activités de DBSO.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2019 à 2,50 :

En millions d'euros	31 déc. 2019	1er janv. 2019 y compris IFRS 16
Endettement financier net	25 919	23 268
EBITDA	10 366	9 702
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,50**	**2,40**

Le ratio dette nette économique sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2019 à 3,96 :

En millions d'euros	31 déc. 2019	1er janv. 2019 y compris IFRS 16
Dette nette économique	41 078	35 669
EBITDA	10 366	9 702
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**3,96**	**3,68**

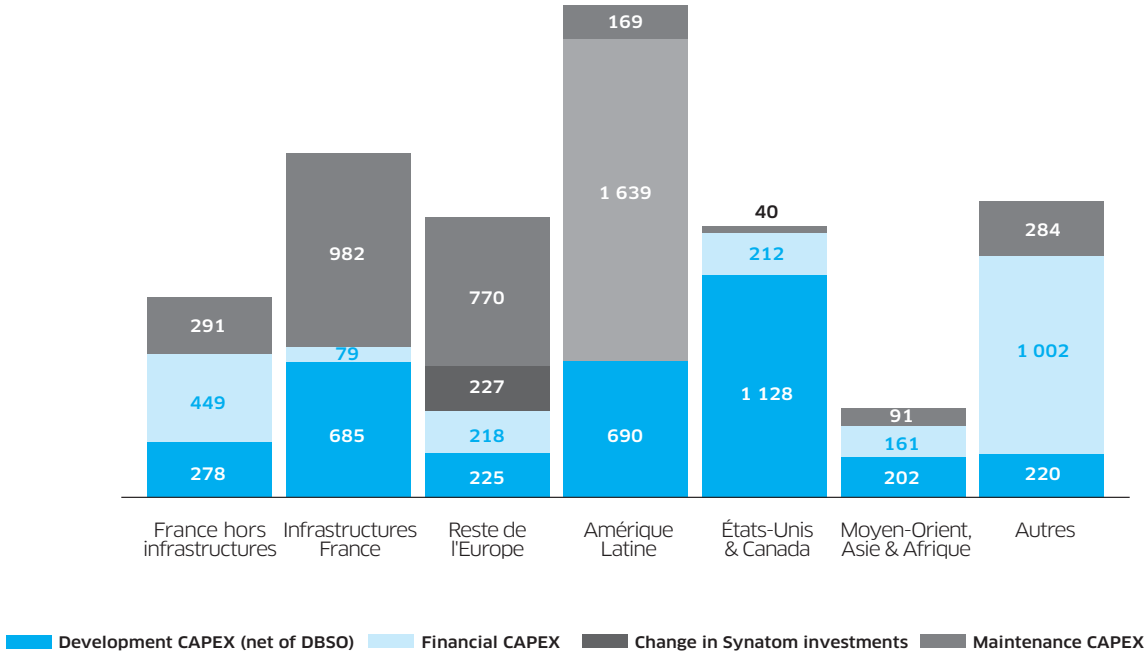
6.1.1.4.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

Le *cash flow* des opérations (CFFO) s'établit à 7,6 milliards d'euros, en recul de 0,2 milliard d'euros. Cette évolution s'explique principalement par la variation temporaire du besoin en fonds de roulement (-1,2 milliard d'euros) liée aux appels de marge sur produits dérivés et à la variation de la valeur de marché des instruments financiers dérivés. Ces éléments sont partiellement compensés par l'augmentation des flux de trésorerie opérationnels (0,9 milliard d'euros) et par de moindres décaissements d'impôts (0,2 milliard d'euros).

6.1.1.4.2 Investissements nets

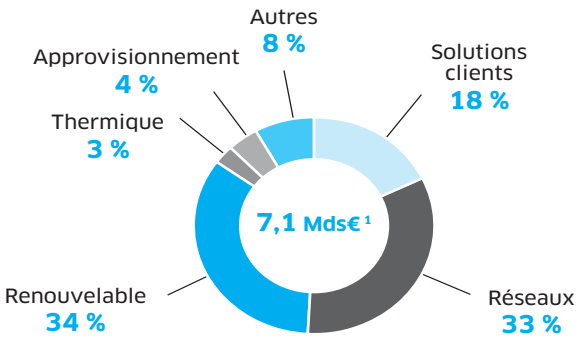
Les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) s'élèvent à 10 042 millions d'euros et se détaillent comme suit par secteurs :

En millions d'euros



Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les **investissements de croissance** s'élèvent à 7 117 millions d'euros et se détaillent comme suit par *Business Line* :



PRINCIPAUX PROJETS (Mds€)

Solutions clients	**1,3**
France - Acquisition de Powerlines & Pierre Guerin	0,3
Amérique du Nord - Acquisition de CONTI	0,2
NECST – Acquisition de OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co	0,2
Amérique du Nord - Acquisition de Genbright & Systecon	0,1
GEM & E&C – Acquisition de Certinergy	0,1
Réseaux	**2,4**
Acquisition de TAG	1,5
GRDF (Gazpar & développement du réseau)	0,5
Renouvelables	**2,4**
Amérique du Nord - dévoppement en Eolien onshore	0,8
France Renouvelables, yc. acquisition de Vol-V	0,4
Brésil – Umburanas, Campo Largo & Jirau	0,3
Amérique du Nord - développement Solaire	0,2
Amérique Latine - Solaire Mexique	0,2
MESCAT, yc. Kadapa	0,2

(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate, Synatom réaffecté aux investissements de maintenance.

La **matrice** géographies/*Business Lines* se détaille comme suit :

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2019
France	423	1 709	481	-	-	151	-	2 764
Reste de l'Europe	416	77	42	174	636	95	-	1 440
Amérique Latine	47	1 651	541	254	-	6	-	2 499
États-Unis & Canada	330	1	968	8	-	73	-	1 380
Moyen-Orient, Asie & Afrique	80	9	271	-	-	93	-	453
Autres	325	-	186	81	-	38	876	1 506
TOTAL CAPEX	**1 621**	**3 446**	**2 488**	**517**	**636**	**457**	**876**	**10 042**

En millions d'euros	Solutions Clients	Infrastructures	Renouvelables	Thermique	Nucléaire	Approvisionnement	Autres	TOTAL au 31 déc. 2018
France	469	1 617	237	-	-	148	-	2 471
Reste de l'Europe	357	58	18	143	750	104	-	1 430
Amérique Latine	145	129	1 024	456	-	4	-	1 758
États-Unis & Canada	350	-	461	1	-	100	5	918
Moyen-Orient, Asie & Afrique	84	10	239	214	-	69	-	616
Autres	131	-	6	-	-	28	284	449
TOTAL CAPEX	**1 537**	**1 814**	**1 986**	**813**	**750**	**454**	**289**	**7 643**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les **investissements nets** de la période s'élèvent à 7 586 millions d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 7 117 millions d'euros. Ceux-ci proviennent principalement (i) de l'acquisition au Brésil d'une participation de 90% en consortium avec la Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) dans les Infrastructures (1 557 millions d'euros, y compris frais d'acquisition), en Amérique du Nord de la société de services énergétiques Conti (178 millions d'euros) et en Allemagne de la société d'installations et de services OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co (149 millions d'euros) dans les Solutions Clients, (ii) de développements de projets de fluidification et de développement du réseau de distribution et de transport de gaz en France (685 millions d'euros) dans les Infrastructures, (iii) d'investissements dans les activités Renouvelables réalisés dans le cadre du développement de champs éoliens et photovoltaïques aux États-Unis (environ 1 milliard d'euros), au Mexique (345 millions d'euros), au Brésil (307 millions d'euros), et en Inde (139 millions d'euros), et (iv) du financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 (433 millions d'euros) ;
- des investissements de maintenance bruts pour 2 627 millions d'euros ;
- de l'augmentation de 227 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période (539 millions d'euros) ;
- des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités pour 138 millions d'euros ; et
- des cessions représentant un montant de 3 132 millions d'euros et portant principalement sur la cession par le Groupe de sa participation dans la société Glow en Thaïlande.

6.1.1.4.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 2 522 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 1 833 millions d'euros ; ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2018 (soit 0,75 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et exceptionnel et 0,86 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré) versé en mai 2019 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 538 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 150 millions d'euros et des mouvements sur actions propres.

6.1.1.4.4 Endettement financier net au 31 décembre 2019

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 74% en euros, 15% en dollars américains et 10% en real brésilien au 31 décembre 2019.

L'endettement financier net est libellé à 79% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 11,2 ans.

Au 31 décembre 2019, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,0 milliards d'euros.

6.1.1.5 Autres postes de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2019	1er janvier 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23	Variation nette
Actifs non courants	**99 297**	**93 818**	**5 479**
Dont goodwill	*18 665*	*17 809*	*856*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*58 996*	*57 776*	*1 220*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*9 216*	*7 846*	*1 370*
Actifs courants	**60 496**	**61 994**	**(1 498)**
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*468*	*3 809*	*(3 340)*
Capitaux propres	**38 037**	**40 930**	**(2 893)**
Provisions	25 115	21 512	3 603
Dettes financières	38 544	34 345	4 199
Autres passifs	58 097	59 024	(928)
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*92*	*2 141*	*(2 049)*

Les immobilisations (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 59,0 milliards d'euros, en hausse de 1,2 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette variation résulte pour l'essentiel des acquisitions et développements de la période (+7,4 milliards d'euros), des écarts de conversion (+0,1 milliard d'euros), partiellement compensés par des amortissements (-4,3 milliards d'euros), des pertes de valeurs (-1,7 milliard d'euros), des variations de périmètre (-0,8 milliard d'euros), le classement d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et de production de gaz vert en exploitation en France en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» (-0,4 milliard d'euros), des cessions (-0,2 milliard d'euros).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les *goodwill* s'établissent à 18,7 milliards d'euros en hausse de 0,9 milliard d'euros essentiellement à la suite d'acquisitions réalisées notamment par les BU France BtoB, France Renouvelables, Europe du Nord, du Sud et de l'Est, et Amérique Latine, partiellement compensées par la comptabilisation de pertes de valeurs au titre de la cession des centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas (*cf. Note 4.1.2*).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 38,0 milliards d'euros, en baisse de -2,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-2,3 milliards d'euros, dont 1,8 milliard d'euros de dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires et 0,5 milliard d'euros versés à des participations ne donnant pas le contrôle), des autres éléments du résultat global (-1,8 milliard d'euros) et de l'effet de la déconsolidation de Glow suite à sa cession (-0,5 milliard d'euros), partiellement compensés par le résultat net de la période (+1,6 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 25,1 milliards d'euros, en hausse de 3,6 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2018. Cette augmentation provient principalement de l'impact de la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique (+2,1 milliards d'euros) (*cf. Note 19*), des pertes actuarielles sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (+1,1 milliard d'euros) en raison de la baisse des taux d'actualisation sur la période (*cf. Note 20*).

Les actifs et passifs classés sur les lignes **«Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente»** et **«Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente»** se composent au 31 décembre 2019 d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et de production de gaz vert en exploitation en France.

6.1.1.6 Ajustement de l'information comparative

Les chiffres 2018 présentés ci-avant de ce rapport d'activité ont été ajustés au titre :

- de l'application de la position de l'IFRIC sur la comptabilité de dérivés sur matières premières conduisant le Groupe à revoir la présentation de certains éléments du compte de résultat (sans impact sur le résultat net, les capitaux propres ou l'indicateur de résultat opérationnel courant utilisé dans le dialogue de gestion et la communication financière) (*cf. retraitements présentés dans la Note 1 des états financiers consolidés*) ;
- de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 – *Contrats de location* (*cf.* ci-dessous) ; afin de les rendre comparables aux chiffres 2019.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les ajustements relatifs à l'application de la norme IFRS 16, sur le compte de résultat et sur certains indicateurs clés du Groupe, sont présentés ci-après.

En millions d'euros	31 déc. 2018 nouvelle présentation [1]	IFRS 16	31 déc. 2018 nouvelle présentation y compris IFRS 16
Compte de résultat			
CHIFFRE D'AFFAIRES	**56 967**	**-**	**56 967**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(38 660)	466	(38 194)
Charges de personnel	(10 624)	-	(10 624)
Amortissements, dépréciations et provisions	(3 586)	(438)	(4 024)
Impôts et taxes	(1 069)	1	(1 068)
Autres produits opérationnels	1 514	-	1 514
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel	**4 542**	**29**	**4 571**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	361	-	360
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**4 903**	**29**	**4 932**
Pertes de valeur	(1 798)	-	(1 798)
Restructurations	(162)	-	(162)
Effets de périmètre	(150)	-	(150)
Autres éléments non récurrents	(147)	-	(147)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**2 645**	**29**	**2 674**
RÉSULTAT FINANCIER	**(1 381)**	**(33)**	**(1 414)**
Impôt sur les bénéfices	(704)	2	(702)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**560**	**(2)**	**558**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**1 069**	**(2)**	**1 067**
RÉSULTAT NET	**1 629**	**(4)**	**1 624**
Résultat net part du Groupe	**1 033**	**(4)**	**1 029**
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	*(12)*	*(2)*	*(14)*
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	*1 045*	*(2)*	*1 043*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**595**	**-**	**595**
dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*572*	-	*572*
dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*24*	-	*24*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**0,37**	**(0,00)**	**0,37**
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action	*(0,07)*	*(0,00)*	*(0,07)*
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action	*0,44*	*(0,00)*	*0,44*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**0,37**	**(0,00)**	**0,37**
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué	*(0,07)*	*(0,00)*	*(0,07)*
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué	*0,43*	*(0,00)*	*0,43*
EBITDA	**9 236**	**467**	**9 702**
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 126**	**29**	**5 154**
RÉSULTAT NET RÉCURRENT	**3 238**	**(4)**	**3 234**
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE	**2 425**	**(4)**	**2 421**
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES PART DU GROUPE	**2 458**	**(2)**	**2 455**

(1) Données comparatives au 31 décembre 2018 reclassées en conformité avec la nouvelle présentation adoptée par le Groupe suite à l'application de la position de l'IFRIC sur la comptabilité de dérivés sur matières premières.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En millions d'euros	31 déc. 2018 publié	IFRS 16	31 déc. 2018 y compris IFRS 16
Flux de trésorerie			
***CASH FLOW* DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**7 300**	**437**	**7 736**

En millions d'euros	31 déc. 2018 publié	IFRS 16 & IFRIC 23	1er janv. 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23
État de la situation financière			
DETTE NETTE	**21 102**	**2 167**	**23 268**
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE	**35 590**	**79**	**35 669**
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**51 412**	**2 156**	**53 568**

Les modalités d'application de la norme IFRS 16 et ses incidences sur l'état de la situation financière au 1er janvier 2019 sont présentées dans la Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés».

6.1.1.7 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 2019, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 17 282 millions d'euros, en décroissance par rapport à 2018 (27 833 millions d'euros), du fait principal de la diminution des ventes de gaz aux autres opérateurs gaziers.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -931 millions d'euros au 31 décembre 2019, en amélioration de 127 millions d'euros par rapport à l'exercice 2018 où il était de -1 058 millions d'euros. La marge énergie s'apprécie de 143 millions d'euros, grâce à la diminution du coût des approvisionnements et au maintien de la progression de l'activité électricité.

Le résultat financier est de 1 192 millions d'euros, en diminution de 2 525 millions d'euros par rapport à 2018 où les distributions de dividendes et revenus des créances rattachées étaient supérieurs de 2 449 millions d'euros.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de -835 millions d'euros principalement constitué des dépréciations sur titres de participation.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 377 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 549 millions d'euros à la clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 294 millions d'euros.

Le résultat net ressort à -196 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 34 594 millions d'euros contre 36 616 millions d'euros à fin 2018, soit une diminution de -2 022 millions d'euros qui s'explique principalement par la perte de l'exercice 2019 (-196 millions d'euros) et le paiement de dividendes pour un impact de -1 833 millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, les dettes financières ressortent à 39 234 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 9 891 millions d'euros (dont 7 753 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Informations relatives aux délais de paiement

En application de l'article D4 41-4 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 À L'ARTICLE D. 441-4 DU CODE DE COMMERCE

	Article D. 441 I.-1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.-2° : 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	-					34 346	-					5 532 869
Montant total des factures concernées TTC	-	132,8	11,4	0,6	86,8	231,5	-	109,9	80,7	42,3	533,8	766,8
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,67%	0,06%	0,00%	0,43%	1,16%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice							-	0,54%	0,40%	0,21%	2,62%	3,76%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						325						1 203
Montant total des factures exclues						6,7						57,1
(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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.1.2 Trésorerie et capitaux

6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur

Structure de l'endettement

L'endettement brut (hors découverts bancaires, coût amorti et dérivés) à fin 2019 s'élève à 34,8 milliards d'euros, en hausse par rapport à fin 2018 et se compose principalement de financements obligataires pour 26,0 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 5,3 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,3 milliard d'euros. Les emprunts à court terme billets de Trésorerie/titres négociables à court terme représentent 9% de la dette brute totale à fin 2019.

84% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et billets de trésorerie/titres négociables à court terme).

Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 24,0 milliards d'euros à fin 2019.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 74% en euros, 15% en dollars américains et 10% en reals brésiliens à fin 2019.

Après impact des dérivés, 79% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,70%. La durée moyenne de la dette nette est de 11,2 ans à fin 2019.

Les principaux contrats sont portés par ENGIE SA et sont décrits à la Section 6.4 Comptes sociaux Note 10 - 11.2.1 & 11.2.2.

Principales opérations de l'année 2019

Les principales opérations de l'année 2019 impactant l'endettement financier net sont décrites dans la Note 17.3.3. de la Section 6.2 «Comptes consolidés». Par ailleurs, le Groupe a exercé la première option d'extension de la ligne de crédit syndiquée centralisée de 5,0 milliards d'euros, portant sa maturité à décembre 2024. La mise à jour annuelle du prospectus EMTN d'ENGIE de 25 milliards d'euros a reçu le visa n 19-590 de l'AMF en date du 23 décembre 2019.

Notations

ENGIE est noté par Standard & Poor's, Moody's et Fitch.

En avril 2019, S&P a confirmé sa notation long terme à A-, et amélioré la notation court de A-2 à A-1, reflétant la liquidité exceptionnelle du Groupe, avec perspective stable.

Fitch a actualisé son analyse en juin 2019 et a confirmé sa notation A/F1 avec une perspective stable.

En juin, Moody's a revu sa notation long terme à la baisse de A2 à A3 suite à la promulgation de la loi PACTE en France qui a entraîné la suppression du rehaussement d'un cran pour soutien de l'État français. Moody's a actualisé son analyse en décembre 2019 et a confirmé sa notation à A3/P-2, avec une perspective stable.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2019, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées (pouvant servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de billets de trésorerie/titres négociables à court terme) de 13,0 milliards d'euros. 96% de ces lignes sont gérées de façon centralisée 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 5% du total de ces lignes centralisées. À fin 2019, aucune ligne centralisée n'est utilisée.

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 et peuvent éventuellement être revus 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 2019, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, exceptées quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mises en œuvre.

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 l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes. Il pourrait néanmoins recourir au marché des capitaux de manière opportuniste.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 3,9 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2020 (hors maturité des billets de trésorerie/titres négociables à court terme de 3,2 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 10,8 milliards d'euros au 31 décembre 2019 (nette des découverts bancaires) et un montant de 13,0 milliards d'euros de lignes disponibles (non netté du montant des billets de trésorerie/titres négociables à court terme), dont 1,2 milliard d'euros à échéance 2020.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.2 Comptes consolidés

6.2.1 États financiers consolidés 218

6.2.2 Notes aux comptes consolidés 225

NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés 225

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2019 231

NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence 237

NOTE 4 Principales variations de périmètre 245

NOTE 5 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière 247

NOTE 6 Information sectorielle 252

NOTE 7 Ventes 258

NOTE 8 Charges opérationnelles 261

NOTE 9 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles 262

NOTE 10 Résultat financier 264

NOTE 11 Impôts 265

NOTE 12 Résultat par action 269

NOTE 13 Goodwill 270

NOTE 14 Immobilisations incorporelles 276

NOTE 15 Immobilisations corporelles 278

NOTE 16 Instruments financiers 282

NOTE 17 Risques liés aux instruments financiers 299

NOTE 18 Éléments sur les capitaux propres 317

NOTE 19 Provisions 319

NOTE 20 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme 324

NOTE 21 Paiements fondés sur des actions 330

NOTE 22 Transactions avec des parties liées 331

NOTE 23 Rémunération des dirigeants 332

NOTE 24 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs 332

NOTE 25 Contentieux et enquêtes 334

NOTE 26 Événements postérieurs à la clôture 338

NOTE 27 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 338

NOTE 28 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises 339

6

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019 (1)	31 déc. 2018 (1) (2)
CHIFFRE D'AFFAIRES	**6.2 & 7**	**60 058**	**56 967**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(39 950)	(38 660)
Charges de personnel	8.2	(11 478)	(10 624)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(4 393)	(3 586)
Impôts et taxes		(1 108)	(1 069)
Autres produits opérationnels		1 670	1 514
Résultat opérationnel courant y compris MTM opérationnel		4 800	4 542
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	500	361
Résultat opérationnel courant y compris MTM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	5 300	4 903
Pertes de valeur	9.1	(1 770)	(1 798)
Restructurations	9.2	(218)	(162)
Effets de périmètre	9.3	1 604	(150)
Autres éléments non récurrents	9.4	(1 240)	(147)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**9**	**3 676**	**2 645**
Charges financières		(2 300)	(1 981)
Produits financiers		913	600
RÉSULTAT FINANCIER	**10**	**(1 387)**	**(1 381)**
Impôt sur les bénéfices	11	(640)	(704)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**1 649**	**560**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**-**	**1 069**
RÉSULTAT NET		**1 649**	**1 629**
Résultat net part du Groupe		**984**	**1 033**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe		*984*	*(12)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe		*-*	*1 045*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		**664**	**595**
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		*664*	*572*
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		*-*	*24*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**12**	**0,34**	**0,37**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action		*0,34*	*(0,07)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action		*-*	*0,44*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**12**	**0,34**	**0,37**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué		*0,34*	*(0,07)*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué		*-*	*0,43*

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2019 Quote-part du Groupe	31 déc. 2019 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2018 (1)	31 déc. 2018 Quote-part du Groupe (1)	31 déc. 2018 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (1)
RÉSULTAT NET		**1 649**	**984**	**664**	**1 629**	**1 033**	**595**
Instruments de dette	16.1	48	48	-	29	29	-
Couverture d'investissement net	17	29	29	-	7	7	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	17	(229)	(232)	3	(175)	(184)	9
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	17	(744)	(808)	64	(18)	7	(26)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	11	240	261	(21)	48	43	5
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(250)	(239)	(11)	201	201	-
Écarts de conversion		(45)	32	(78)	22	(54)	77
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	-	-	36	39	(3)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**(953)**	**(910)**	**(43)**	**150**	**88**	**62**
Instruments de capitaux propres	16.1	103	103	-	42	42	-
Pertes et gains actuariels	20	(1 128)	(1 040)	(88)	(245)	(247)	1
Impôts différés sur éléments ci-dessus	11	255	232	22	58	58	-
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(31)	(31)	-	(43)	(45)	2
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	-	-	(3)	(1)	(2)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**(801)**	**(735)**	**(66)**	**(192)**	**(193)**	**2**
RÉSULTAT GLOBAL		**(105)**	**(660)**	**555**	**1 586**	**928**	**659**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

État de la situation financière

ACTIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
Actifs non courants			
Goodwill	13	18 665	17 809
Immobilisations incorporelles nettes	14	7 038	6 718
Immobilisations corporelles nettes	15	51 958	48 917
Autres actifs financiers	16	7 022	6 193
Instruments financiers dérivés	16	4 137	2 693
Actifs de contrats	7	15	-
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	9 216	7 846
Autres actifs non courants	24	384	474
Actifs d'impôt différés	11	860	1 066
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**99 297**	**91 716**
Actifs courants			
Autres actifs financiers	16	2 546	2 290
Instruments financiers dérivés	16	10 134	10 679
Créances commerciales et autres débiteurs	7	15 180	15 613
Actifs de contrats	7	7 816	7 411
Stocks	24	3 617	4 158
Autres actifs courants	24	10 216	9 337
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16	10 519	8 700
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	468	3 798
TOTAL ACTIFS COURANTS		**60 496**	**61 986**
TOTAL ACTIF		**159 793**	**153 702**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

PASSIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Capitaux propres part du Groupe		33 087	35 551
Participations ne donnant pas le contrôle	2	4 950	5 391
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**18**	**38 037**	**40 941**
Passifs non courants			
Provisions	19	22 817	19 194
Emprunts à long terme	16	30 002	26 434
Instruments financiers dérivés	16	5 129	2 785
Autres passifs financiers	16	38	46
Passifs de contrats	7	45	36
Autres passifs non courants	24	1 222	960
Passifs d'impôt différés	11	4 631	5 415
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**63 882**	**54 869**
Passifs courants			
Provisions	19	2 298	2 620
Emprunts à court terme	16	8 543	5 745
Instruments financiers dérivés	16	10 446	11 510
Fournisseurs et autres créanciers	16	19 109	19 759
Passifs de contrats	7	4 286	3 598
Autres passifs courants	24	13 101	12 529
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	92	2 130
TOTAL PASSIFS COURANTS		**57 874**	**57 891**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**159 793**	**153 702**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Nombre d'actions	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 2017	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**1 455**	**3 129**	**(915)**	**(1 088)**	**(883)**	**36 639**	**5 938**	**42 577**
Impact IFRS 9 & 15 [1]		-	-	(122)	-	(270)	36	-	(357)	(99)	(455)
Reclassements des primes et coupons [2]		-	-	(570)	570	-	-	-	-	-	-
CAPITAUX PROPRES AU 1ER JANVIER 2018 [1] [2]	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**763**	**3 699**	**(1 184)**	**(1 053)**	**(883)**	**36 282**	**5 840**	**42 122**
Résultat net				1 033					1 033	595	1 629
Autres éléments du résultat global				(193)		165	(78)		(106)	63	(42)
RÉSULTAT GLOBAL		**-**	**-**	**840**	**-**	**165**	**(78)**	**-**	**928**	**659**	**1 586**
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions		6	60	80					146	1	146
Annulation des titres d'autocontrôle		(6)		(75)				81	-	-	-
Dividendes distribués en numéraire				(1 739)					(1 739)	(882)	(2 621)
Achat/vente d'actions propres				(236)				342	105	-	105
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée [2]				(11)	1 000				989	-	
Reclassement en dette et remboursement de titres super-subordonnés [2]				(24)	(949)				(973)	-	(973)
Coupons des titres super-subordonnés				(123)					(123)	-	(123)
Transactions entre actionnaires				(34)					(34)	10	(24)
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle [3]				-					-	(229)	(229)
Augmentations et réductions de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle				-					-	(6)	(6)
Autres variations		-	-	(29)	-	-	-	-	(30)	(2)	(31)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2018 [4]	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 565**	**(590)**	**3 750**	**(1 019)**	**(1 130)**	**(460)**	**35 551**	**5 391**	**40 941**

(1) Les données comparatives au 1er janvier 2018 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

(2) Pour des raisons de clarté, il a été décidé de présenter dorénavant la valeur des titres super-subordonnés en valeur nominale alors qu'ils étaient précédemment inscrits sous déduction des primes et coupons. Ce changement est sans impact sur les capitaux propres. Les opérations de la période sont commentées dans la Note 19.2.1 «Émission de titres super-subordonnés» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

(3) Concerne essentiellement la déconsolidation d'ENGIE E&P International suite à sa cession (cf. Note 5.1.2 «Cession des activités d'exploration-production» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018) et le changement de méthode de consolidation d'Hazelwood (cf. Note 3.1 «Liste des principales filiales aux 31 décembre 2018» des états financiers consolidés au 31 décembre 2018).

(4) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En millions d'euros	Nombre d'actions	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 2018 [1]	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 565**	**(590)**	**3 750**	**(1 019)**	**(1 130)**	**(460)**	**35 551**	**5 391**	**40 941**
Impact IFRS 16 (*cf. Note 1*)				(7)	-	-	-	-	(7)	(4)	(11)
CAPITAUX PROPRES AU 1ER JANVIER 2019 Y COMPRIS IFRS 16	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 565**	**(597)**	**3 750**	**(1 019)**	**(1 130)**	**(460)**	**35 544**	**5 386**	**40 930**
Résultat net				984	-	-	-		984	664	1 649
Autres éléments du résultat global				(735)	-	(942)	32		(1 645)	(109)	(1 754)
RÉSULTAT GLOBAL		**-**	**-**	**250**	**-**	**(942)**	**32**		**(660)**	**555**	**(105)**
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				50					50	-	50
Dividendes distribués en numéraire [2]			(1 096)	(738)					(1 833)	(453)	(2 286)
Achat/vente d'actions propres				(157)	-	-	-	157	-	-	-
Titres super-subordonnés [2]				(172)	163				(9)		(9)
Transactions entre actionnaires				36					36	4	40
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle [3]									-	(515)	(515)
Application de la norme IFRIC 23 chez SUEZ				(35)					(35)	-	(35)
Augmentations et réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	(28)	(28)
Autres variations		-	-	(6)	-	-	-	-	(6)	1	(5)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 435 285 011**	**2 435**	**31 470**	**(1 369)**	**3 913**	**(1 961)**	**(1 098)**	**(303)**	**33 087**	**4 950**	**38 037**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 18 «Éléments sur capitaux propres».
(3) Concerne essentiellement la déconsolidation de Glow suite à sa cession (cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»).
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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
RÉSULTAT NET		**1 649**	**1 629**
- Résultat net des activités non poursuivies		-	1 069
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**1 649**	**560**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3	(500)	(361)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		773	572
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		7 083	5 085
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 579)	195
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		426	223
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(18)	105
- Charge d'impôt	11	640	704
- Résultat financier	10	1 387	1 381
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**9 863**	**8 464**
+ Impôt décaissé		(575)	(757)
Variation du besoin en fonds de roulement	**24.1**	**(1 110)**	**149**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**8 178**	**7 857**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**-**	**17**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**8 178**	**7 873**
Investissements corporels et incorporels	5.6	(6 524)	(6 202)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5.6	(864)	(983)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5.6	(1 746)	(338)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	5.6	(595)	(283)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		134	114
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		2 676	2 865
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		14	2
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette		148	186
Intérêts reçus d'actifs financiers		28	26
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		67	52
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.6	(532)	(251)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(7 193)**	**(4 813)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**-**	**(1 282)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(7 193)**	**(6 095)**
Dividendes payés [2]		(2 522)	(2 659)
Remboursement de dettes financières		(3 035)	(5 328)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(135)	(289)
Intérêts financiers versés		(780)	(727)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		82	79
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(114)	(152)
Augmentation des dettes financières		6 622	4 724
Augmentation/diminution de capital		(1 372)	70
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée		1 478	989
Achat/vente de titres d'autocontrôle		-	104
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.6	(12)	(18)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**212**	**(3 207)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**-**	**1 279**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**212**	**(1 928)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies [3]		623	(78)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		-	(1)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**1 819**	**(229)**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**8 700**	**8 929**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		**10 519**	**8 700**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 150 millions d'euros au 31 décembre 2019 (123 millions d'euros au 31 décembre 2018).

(3) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»), sans incidence sur l'endettement financier net.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.2.2 Notes aux comptes consolidés

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 2020, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2019.

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 2018 et 2019 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 2019, 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 2019 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2018 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2019

1.1.1.1 IFRS 16 – Contrats de location et IFRIC 23 – Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat

- IFRS 16 – *Contrats de location*

  En janvier 2016, l'IASB a publié une nouvelle norme sur la comptabilisation des contrats de location. La norme IFRS 16 – *Contrats de location* remplace la norme IAS 17 – *Contrats de location* ainsi que les interprétations IFRIC 4 – *Déterminer si un accord contient un contrat de location*, SIC 15 – *Avantages dans les contrats de location simple* et SIC 27 – *Évaluation de la substance des transactions impliquant la forme juridique d'un contrat de location*.

  Le nouveau texte requiert, côté preneur, que tous les engagements de location, pour lesquels la norme n'a pas prévu d'exemption en raison de leur courte durée et/ou de la faible valeur des actifs loués, soient inscrits au bilan, sans distinction entre les contrats de location simple et les contrats de location-financement. Précédemment, seuls ces derniers contrats étaient comptabilisés au bilan des preneurs. En conséquence, un montant représentant le droit d'utilisation de l'actif loué pendant la durée du contrat doit être constaté à l'actif du bilan et une dette correspondant à l'obligation de paiement des loyers fixes doit être reconnue au passif du bilan. Au compte de résultat, la charge d'amortissement du droit d'utilisation de l'actif et la charge financière relative aux intérêts sur la dette de loyers se substituent en partie à la charge opérationnelle constatée précédemment au titre des loyers. La présentation du tableau de flux de trésorerie est également impactée avec une amélioration des flux issus des activités opérationnelles au détriment des flux de trésorerie liés aux opérations de financement.

  Côté bailleur, les principes comptables sont quasiment inchangés par rapport à IAS 17. Les bailleurs doivent continuer à classer les contrats de location en tant que contrats de location simple ou contrats de location-financement en application de principes similaires à ceux d'IAS 17. IFRS 16 n'a donc pas d'impact sur les contrats de location dans lesquels le Groupe est bailleur.

  Le Groupe a adopté la norme IFRS 16 – *Contrats de location* au 1er janvier 2019 et a appliqué la méthode rétrospective modifiée. Conformément aux prescrits de cette méthode, l'information comparative n'a pas été retraitée et l'effet cumulatif de l'application initiale a été comptabilisé en ajustement des capitaux propres d'ouverture de la période en cours.

  Dans le cadre de la première application d'IFRS 16 au 1er janvier 2019, le Groupe a choisi d'utiliser les mesures de simplification suivantes prévues dans les dispositions transitoires de la norme :

  - ne pas réexaminer les contrats que le Groupe avait précédemment analysés en application d'IAS 17 et d'IFRIC 4 pour déterminer s'ils contenaient ou non un contrat de location (clause dite de «*grand-fathering*») ,
  - imputer sur les droits d'utilisation les provisions pour contrats déficitaires comptabilisées dans l'état de la situation financière au 31 décembre 2018 (en lieu et place d'un test de perte de valeur) ,
  - exclure les coûts directs initiaux de l'évaluation du droit d'utilisation ,
  - appliquer un taux d'actualisation unique à un portefeuille de contrats de location présentant des caractéristiques raisonnablement similaires , et
  - utiliser les connaissances acquises a posteriori, par exemple pour déterminer la durée d'un contrat de location, lorsque ce contrat contient des options de prolongation ou de résiliation.

  En revanche, le Groupe a fait le choix de ne pas exclure les contrats de location dont le terme se situe dans les 12 mois suivant la date de transition.

  L'appréciation de la durée d'un 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, a été effectuée sur une base individuelle.

  Le Groupe applique les exemptions de comptabilisation prévues par la norme et ainsi ne reconnaît pas de droits d'utilisation et de dettes de location pour les contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois («contrats de location à court terme»), ni pour les contrats de location dont l'actif sous-jacent est de faible valeur («actifs de faible valeur»).

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne : http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Le Groupe n'applique pas les mesures de simplification permises par la norme relative à l'approche portefeuille pour un ensemble de contrats de location présentant des caractéristiques similaires, ni celle relative à la non-séparation des composantes location et service.

Les dettes de location ont été évaluées à la valeur actualisée des paiements des loyers restant dus, établie sur base du taux d'emprunt marginal du preneur au 1er janvier 2019. Le taux d'emprunt marginal moyen pondéré appliqué aux dettes de location au 1er janvier 2019 s'établit à 1,43% (pour plus d'information sur la méthodologie appliquée pour déterminer le taux d'emprunt marginal se référer à la Note 15 «Immobilisations corporelles»).

Les impacts, à la date de transition, des nouveaux actifs et passifs comptabilisés dans l'état de la situation financière et relatifs aux contrats de location pour lesquels le Groupe agit en tant que preneur, sont synthétisés ci-dessous :

En millions d'euros	1er janv. 2019
Droits d'utilisation présentés en Immobilisations corporelles	3 045
Contrats de location-financement reclassés en droits d'utilisation	(905)
Autres actifs courants et non courants	(31)
TOTAL ACTIF	**2 110**
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**(11)**
Dettes de location présentées en Emprunts à court et à long terme	2 167
Autres passifs courants et non courants	(46)
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	**2 110**

Les droits d'utilisation nouvellement comptabilisés concernent les types d'actifs suivants :

En millions d'euros	1er janv. 2019
Immobilier	1 782
Véhicules	206
Autres	153
TOTAL	**2 141**

Concernant les contrats de location précédemment classés comme contrats de location-financement, le Groupe n'a pas modifié, à la date de la première application d'IFRS 16, et comme requis par la norme, la valeur comptable des actifs et passifs sous-jacents telle qu'elle était précédemment reconnue sous IAS 17. Ces engagements ont été reclassés en droits d'utilisation pour un montant net de 905 millions d'euros, principalement au titre de centrales électriques en Amérique Latine.

Dans le compte de résultat consolidé, l'extourne des charges de location comptabilisées au titre des contrats de location précédemment considérés comme des contrats de location simple entraîne une augmentation de l'EBITDA, des amortissements ainsi que des charges financières.

La différence entre (i) les engagements relatifs aux contrats de location simple selon IAS 17, dans lesquels ENGIE est preneur, et présentés dans les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2018 (*cf. Note 23.1 «Information sur les contrats de location simple – ENGIE preneur»*) pour un montant de 2 087 millions d'euros et (ii) le passif reconnu au titre des contrats de location sous IFRS 16 au 1er janvier 2019 pour un montant de 2 546 millions d'euros correspond à (i) des engagements pour un montant de 380 millions d'euros au titre de contrats précédemment classés en location-financement et (ii) à un effet actualisation à hauteur de 79 millions d'euros.

- IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat*

L'interprétation IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat* clarifie l'application des dispositions de la norme IAS 12 – *Impôts sur le résultat*. Cette clarification s'applique aux aspects de comptabilisation et d'évaluation de l'impôt sur le résultat dès lors qu'il existe une incertitude relative au traitement d'un élément, tant au niveau de la détermination des bénéfices imposables (pertes fiscales déductibles), que des bases d'imposition, des déficits reportables, des crédits d'impôt non utilisés ou des taux d'imposition.

Le Groupe a adopté l'interprétation IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat* au 1er janvier 2019, sans retraitement de l'information comparative. L'impact sur les états financiers consolidés du Groupe est peu significatif.

- Incidences de l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 sur l'état de la situation financière consolidé au 1er janvier 2019

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les impacts relatifs à la première application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 sur l'état de la situation financière au 1er janvier 2019 sont présentés ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2018 publié	IFRS 16 & IFRIC 23	1er janv. 2019 y compris IFRS 16 & IFRIC 23
Actifs non courants			
Goodwill	17 809	-	17 809
Immobilisations incorporelles nettes	6 718	(7)	6 711
Immobilisations corporelles nettes	48 917	2 148	51 065
Autres actifs financiers	6 193	-	6 193
Instruments financiers dérivés	2 693	-	2 693
Participations dans les entreprises mises en équivalence	7 846	-	7 846
Autres actifs non courants	474	(39)	435
Actifs d'impôt différé	1 066	-	1 066
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	**91 716**	**2 102**	**93 818**
Actifs courants			
Autres actifs financiers	2 290	-	2 290
Instruments financiers dérivés	10 679	-	10 679
Créances commerciales et autres débiteurs	15 613	-	15 613
Actifs de contrats	7 411	-	7 411
Stocks	4 158	-	4 158
Autres actifs courants	9 337	(3)	9 334
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 700	-	8 700
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 798	11	3 809
TOTAL ACTIFS COURANTS	**61 986**	**8**	**61 994**
TOTAL ACTIF	**153 702**	**2 110**	**155 812**
Capitaux propres part du Groupe	35 551	(7)	35 544
Participations ne donnant pas le contrôle	5 391	(4)	5 386
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**40 941**	**(11)**	**40 930**
Passifs non courants			
Provisions	19 194	-	19 194
Emprunts à long terme	26 434	1 777	28 211
Instruments financiers dérivés	2 785	-	2 785
Autres passifs financiers	46	-	46
Passifs de contrats	36	-	36
Autres passifs non courants	960	-	960
Passifs d'impôt différé	5 415	(4)	5 410
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	**54 869**	**1 773**	**56 642**
Passifs courants			
Provisions	2 620	(301)	2 318
Emprunts à court terme	5 745	389	6 134
Instruments financiers dérivés	11 510	-	11 510
Fournisseurs et autres créanciers	19 759	-	19 759
Passifs de contrats	3 598	-	3 598
Autres passifs courants	12 529	249	12 778
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2 130	11	2 141
TOTAL PASSIFS COURANTS	**57 891**	**348**	**58 239**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	**153 702**	**2 110**	**155 812**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

1.1.1.2 Autres normes, amendements ou interprétations

Les autres amendements et interprétations applicables à partir de 2019 n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe :

- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers : Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative ;*
- Amendements IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises : Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises ;*
- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel : Modification, réduction ou liquidation de régime ;*
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2015-2017.

1.1.1.3 Autres textes

Dans sa décision de mars 2019, l'IFRS Interpretation Committee (IFRIC) a conclu que, compte tenu des caractéristiques d'un contrat portant sur l'achat ou la vente d'éléments non financiers, qualifié de dérivé au sens d'IFRS 9, et qui est réglé par une livraison physique, un tel contrat doit être comptabilisé sur la même ligne du compte de résultat, tant pour les variations de sa juste valeur, que pour les effets au moment de son dénouement physique.

Le Groupe est concerné par cette décision s'agissant des instruments financiers dérivés sur matières premières, électricité et gaz notamment, qu'il utilise à des fins de couvertures économiques mais qui ne sont pas qualifiés comme tels au sens des IFRS.

La pratique du Groupe consistait jusqu'alors à présenter la variation de juste valeur (*mark-to-market* ou MtM) des dérivés sur commodités, non qualifiés de négoce ou de couverture comptable au sens des IFRS, en dessous de l'agrégat du «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Au moment de leur dénouement physique, les gains ou pertes étaient reclassés en résultat opérationnel, dans la même rubrique que l'élément économiquement couvert, permettant de présenter la performance opérationnelle des transactions concernées à leur cours couvert.

Suite à la décision de l'IFRIC, le Groupe a adapté, à partir de la clôture du 31 décembre 2019, sa pratique comptable – sans impact sur le résultat net, les capitaux propres ou l'indicateur de résultat opérationnel courant utilisé dans le dialogue de gestion et la communication financière. Le Groupe présente donc désormais les résultats latents au titre des instruments concernés, vendeurs ou acheteurs, sur la même ligne que les résultats réalisés lors de leur dénouement physique, dans la rubrique «Achats et dérivés à caractère opérationnel» au sein de l'agrégat désormais nommé «Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Ainsi :

- la rubrique MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel, précédemment présentée au sein du «Résultat des activités opérationnelles», est désormais intégrée au sein de la rubrique «Achats et dérivés à caractère opérationnel» ;
- les transactions de ventes de commodités donnant lieu à livraison physique et utilisées à des fins de couvertures économiques, entrant dans le champ d'IFRS 9 et précédemment présentées au sein du «Chiffre d'affaires sur autres contrats», sont désormais également présentées en déduction de la rubrique «Achats et dérivés à caractère opérationnel».

L'indicateur de gestion de la performance (ROC), qui est défini comme hors MtM opérationnel, est désormais calculé et réconcilié avec le «Résultat opérationnel courant y compris quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» dans la Note 5 «Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière».

Le Groupe a également décidé d'améliorer la présentation par nature des autres rubriques du «Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence», sans impact sur le total de cet agrégat.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

La réconciliation entre l'ancienne et la nouvelle présentation du compte de résultat au 31 décembre 2018 est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2018 ancienne présentation	MtM opéra-tionnel [1]	Transactions de ventes de commodités [2]	Impôts et taxes [3]	Autres charges [4]	31 déc. 2018 nouvelle présentation	
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	56 388	-	(221)	-	-	56 167	Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux
Chiffre d'affaires sur autres contrats	4 208	-	(3 408)	-	-	801	Chiffre d'affaires sur autres contrats
CHIFFRE D'AFFAIRES	**60 596**	**-**	**(3 629)**	**-**	**-**	**56 967**	**CHIFFRE D'AFFAIRES**
Achats	(32 190)	(223)	3 629	314	(10 190)	(38 660)	Achats et dérivés à caractère opérationnel
Charges de personnel	(10 624)	-	-	-	-	(10 624)	Charges de personnel
Amortissements, dépréciations et provisions	(3 586)	-	-	-	-	(3 586)	Amortissements, dépréciations et provisions
Impôts et taxes	-	-	-	(1 069)	-	(1 069)	Impôts et taxes
Autres charges opérationnelles	(10 981)	-	-	755	10 226	-	Autres charges opérationnelles
Autres produits opérationnels	1 550	-	-	-	(36)	1 514	Autres produits opérationnels
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	**4 765**	**(223)**	**-**	**-**	**-**	**4 542**	**Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	361	-	-	-	-	361	Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 126**	**(223)**	**-**	**-**	**-**	**4 903**	**Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(223)	223	-	-	-	-	
Pertes de valeur	(1 798)	-	-	-	-	(1 798)	Pertes de valeur
Restructurations	(162)	-	-	-	-	(162)	Restructurations
Effets de périmètre	(150)	-	-	-	-	(150)	Effets de périmètre
Autres éléments non récurrents	(147)	-	-	-	-	(147)	Autres éléments non récurrents
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**2 645**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2 645**	**RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES**

(1) Reclassement en «Achats» du résultat latent (mark-to-market) sur dérivés non qualifiés de trading.
(2) Reclassement en «Achats» du résultat réalisé sur contrats physiques de matières premières non qualifiés de contrats IFRS 15.
(3) Comptabilisation sur une seule ligne dédiée des effets d'impôts et taxes d'exploitation (hors cotisations sociales présentées au sein des charges de personnel et hors impôt sur les résultats présenté sur la ligne dédiée).
(4) Reclassement des autres charges opérationnelles en fonction de leur nature.

Le chiffre d'affaires sans adaptation de la pratique comptable suite à la décision de l'IFRIC se serait établi à 64 137 millions d'euros au 31 décembre 2019.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2020 et anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 9 – *Instruments Financiers* ; IAS 39 – *Instruments Financiers : comptabilisation et évaluation* ; IFRS 7 – *Instruments Financiers – Informations à fournir – Réforme des taux d'intérêt de référence* (*cf. Note 17.1.5.2*) [1].

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2020 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 3 – *Regroupement d'entreprises : définition d'une activité* [1];
- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* et IAS 8 – *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs, etc. : définition du terme «significatif» ;*
- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* [1].

Les analyses des incidences de l'application de ces normes et amendements sont en cours.

(1) Ces normes, amendements et interprétations n'étant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 Regroupement 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 non courants» 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.

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.

1.2.4 Utilisation d'estimations et du jugement

1.2.4.1 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 les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans l'évaluation des instruments financiers et les tests de perte de valeur. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont été pris en considération par le Groupe dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés à la fois 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 terme.

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 à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (*cf. Note 4*) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dite «en compteur» (*cf. Note 7*) ;

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés (*cf. Note 11*) ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* (*cf. Note 13*), des immobilisations incorporelles (*cf. Note 14*) et des immobilisations corporelles (*cf. Note 15*) ;
- les instruments financiers (*cf. Notes 16 et 17*) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (*cf. Notes 19 et 20*).

1.2.4.2 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 (*cf. Note 2*) ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (*cf. Note 7*) ;
- la comptabilisation dans le chiffre d'affaires des coûts d'acheminement facturés aux clients (*cf. 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.) (*cf. Note 16*) ;
- déterminer si des accords contiennent des contrats de location (*cf. Notes 15 et 16*) ;
- les regroupements de secteurs opérationnels à effectuer pour la présentation des secteurs reportables ; et dans le cadre de la définition des différentes *Business Lines* (*cf. Note 6*).

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 2019» et dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Principes comptables

Les principes comptables sont présentés dans les notes auxquelles ils se rattachent, sous forme d'encart.

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2019

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 2019

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…), des coquilles juridiques, ou à 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 (*cf. Note 16.1.1.1*) 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 dette nette. Les principales participations mises en équivalence (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 Energie 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 (*).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

FRANCE HORS INFRASTRUCTURES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
ENGIE SA *	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Services à l'énergie, réseaux	France	100,0	100,0
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	49,9	49,9
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5

INFRASTRUCTURES FRANCE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	74,6	74,6
Elengy	Terminaux méthaniers	France	74,6	74,6
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	54,1	54,1
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0

RESTE DE L'EUROPE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0
Electrabel SA *	Production d'électricité, ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V. *	Production d'électricité, ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Service Nederland N.V. *	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energielösungen GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	-	100,0
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Kraftwerk Wilhelmshaven GmbH & Co. KG	Production d'électricité	Allemagne	-	57,0
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Retail Investment UK Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0
Keepmoat Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

AMÉRIQUE LATINE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	52,8	52,8
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7

ÉTATS-UNIS & CANADA

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, gaz naturel, GNL, services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	Holding – société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Infinity Renewables	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	100,0
SoCore Energy LLC	Developpement et installations panneaux photovoltaïques	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Insight Service	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0

MOYEN-ORIENT, ASIE & AFRIQUE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
Groupe Glow [1]	Production et distribution d'électricité	Thaïlande	-	69,1
UCH Power Limited	Production d'électricité	Pakistan	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0
Baymina Enerji A.S.	Production d'électricité	Turquie	95,0	95,0

(1) La cession du groupe Glow a été finalisée le 14 mars 2019 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

AUTRES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2019	% d'intérêt 31 déc. 2018
ENGIE SA *	Holding – société mère, Energy management trading, Ventes d'énergie, GNL	France	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Holding	France	100,0	100,0
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4
Electrabel SA *	Holding, production d'électricité, Energy management trading	France, Belgique	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Energy Management *	Energy management trading	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 au rendement variable 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) : 74,6%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 24,8% 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 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.

Les principales entités consolidées en intégration globale dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote sont la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%) et Gaztransport & Technigaz (40,4%).

La Compagnie Nationale du Rhône («CNR» – France hors Infrastructures) : 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%, étant 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.

Gaztransport & Technigaz («GTT» – Autres) : 40,4%

Depuis la mise en bourse de GTT en février 2014, ENGIE est le premier actionnaire de GTT avec une participation de 40,4% ; le flottant représentant environ 49% du capital. ENGIE dispose de la majorité des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales en raison de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert au sein de cet actionnariat. Le Groupe détient également la majorité des sièges au Conseil d'Administration. L'analyse au regard des critères de la norme IFRS 10 conduit le Groupe à considérer qu'il détient le contrôle de fait sur GTT.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

2.3 Filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives sur les capitaux propres et le résultat net au 31 décembre 2019 et au 31 décembre 2018, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

Noms	Activités	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	
En millions d'euros		31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	25,4	25,4	89	99	1 076	1 133	120	158
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique Latine, Chili) (2)	Production et ventes d'électricité – parc thermique	47,2	47,2	54	49	926	913	52	25
Groupe Glow (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Thaïlande) (3)	Production et distribution d'électricité – parcs hydroélectrique, éolien et thermique	-	30,9	32	96	-	512	-	75
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, ventes d'énergies	49,0	49,0	47	43	533	512	14	18
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique Latine, Brésil) (2)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	177	170	520	473	94	206
ENGIE Energía Perú (Amérique Latine, Pérou) (2)	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	36	34	393	376	22	11
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) (2)	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	59,6	59,6	75	63	343	339	73	59
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				154	41	1 159	1 131	78	331
TOTAL				**664**	**595**	**4 950**	**5 391**	**453**	**882**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que les sociétés Gaztransport & Technigaz et ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.

(3) La cession du groupe Glow a été finalisée le 14 mars 2019 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

2.3.1 Informations financières résumées sur les filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

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		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe Glow [1]		Groupe ENGIE Romania	
En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 275	2 298	1 180	1 028	255	1 354	1 436	1 231
Résultat net	325	389	103	94	93	262	95	87
Résultat net part du Groupe	236	283	49	45	61	165	49	44
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(77)	(13)	9	49	(162)	41	(13)	(3)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**159**	**270**	**59**	**94**	**(101)**	**206**	**36**	**41**
État de situation financière								
Actifs courants	689	918	546	364	-	3 278	613	626
Actifs non courants	10 403	10 404	2 707	2 700	-	(257)	809	787
Passifs courants	(1 016)	(921)	(322)	(271)	-	(950)	(277)	(312)
Passifs non courants	(6 097)	(6 198)	(1 025)	(910)	-	(835)	(65)	(64)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**3 979**	**4 204**	**1 907**	**1 882**	**-**	**1 237**	**1 080**	**1 037**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 076**	**1 133**	**926**	**913**	**-**	**512**	**533**	**512**
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	967	1 213	467	249	93	421	71	109
Flux issus des activités d'investissement	(495)	(493)	(144)	(248)	(93)	(132)	(77)	(58)
Flux issus des activités de financement	(480)	(740)	(171)	(15)	(14)	(534)	(34)	(54)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [2]	**(8)**	**(20)**	**152**	**(14)**	**(14)**	**(245)**	**(40)**	**(3)**

(1) La cession du groupe Glow a été finalisée le 14 mars 2019 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).
(2) Hors effet des variations de change et divers.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú		Gaztransport & Technigaz	
En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 207	2 017	479	427	289	246
Résultat net	623	544	94	88	126	106
Résultat net part du Groupe	446	374	58	55	51	43
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(93)	(119)	12	27	(1)	-
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**353**	**255**	**70**	**81**	**51**	**43**
État de situation financière						
Actifs courants	1 533	1 045	295	255	343	319
Actifs non courants	5 792	4 232	1 714	1 728	452	491
Passifs courants	(1 345)	(907)	(177)	(174)	(174)	(166)
Passifs non courants	(3 757)	(2 983)	(802)	(824)	(46)	(74)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**2 224**	**1 388**	**1 029**	**985**	**575**	**570**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**520**	**473**	**393**	**376**	**343**	**339**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 045	875	237	195	139	168
Flux issus des activités d'investissement	(1 136)	(851)	(22)	(19)	(10)	(9)
Flux issus des activités de financement	436	89	(199)	(144)	(122)	(94)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**345**	**113**	**16**	**33**	**7**	**66**

(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 (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) 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.

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 2019 et au 31 décembre 2018 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 646	4 590
Participations dans les coentreprises	4 570	3 256
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**9 216**	**7 846**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	255	88
Quote-part du résultat net des coentreprises	245	273
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**500**	**361**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	(123)	132
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	(158)	26
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**(281)**	**158**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 : représentation du Groupe aux 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 (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) résiduelles ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable 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

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 soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Groupe SUEZ (32,06%)

Depuis le non-renouvellement du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013, ENGIE ne contrôle plus mais exerce une influence notable sur le groupe SUEZ, en particulier pour les raisons suivantes : (i) le Groupe n'a pas la majorité de représentants au Conseil d'Administration, (ii) en Assemblée Générale, bien que l'actionnariat de SUEZ soit dispersé et qu'ENGIE dispose d'une participation importante, l'historique des votes montre qu'ENGIE n'a pas disposé à lui seul de la majorité simple aux Assemblées Générales Mixtes entre 2010 et 2019.

Transportadora Associada de Gás S.A. («TAG» – Amérique Latine) : détention d'une participation – directe et indirecte – à hauteur de 58,5% résultant en un intérêt net dans TAG à hauteur de 49,3%

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG (*cf. Note 4.3.1*).

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

ENGIE détient 60% de la centrale électrique Tihama (cogénération) située en Arabie Saoudite, et son partenaire Saudi Oger en détient 40%. Le Groupe estime qu'il exerce un contrôle conjoint sur Tihama dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget, la modification des contrats importants, etc., sont prises à l'unanimité par les deux 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 2019.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt 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	
En millions d'euros			31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Groupe SUEZ (Autres)	Traitement de l'eau et des déchets		32,06	32,06	1 953	1 968	113	55	(37)	21	129	130
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweït) [1]	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				950	1 004	79	97	(96)	96	77	97
Energia Sustentável do Brasil (Amérique Latine, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	659	646	(49)	(57)	-	-	-	-
GASAG (Reste de l'Europe, Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	233	261	16	18	(17)	1	9	4
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					852	710	96	(25)	27	14	61	104
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**4 646**	**4 590**	**255**	**88**	**(123)**	**132**	**277**	**334**

(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 près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 27 632 MW (à 100%) comprenant également 1 507 MW (à 100%) de capacités en cours de construction.
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, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRIC 4 et IFRS 16, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. 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 droit 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 -79 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre -155 millions d'euros en 2018) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (*cf. Note 5.3 «Résultat net récurrent part du Groupe»*).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 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'intérêt du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2019											
Groupe SUEZ [1]	18 015	352	(58)	294	11 481	24 153	12 098	14 248	9 288	32,06	1 953
Sociétés projets au Moyen-Orient	3 778	390	(409)	(19)	2 851	21 053	3 543	16 644	3 717		950
Energia Sustentável do Brasil	578	(123)	-	(123)	204	4 137	304	2 388	1 648	40,00	659
GASAG	1 251	51	(54)	(2)	850	1 847	1 757	203	736	31,57	233
AU 31 DÉCEMBRE 2018											
Groupe SUEZ [1]	17 331	335	(103)	232	10 872	22 681	11 664	12 896	8 993	32,06	1 968
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 254	467	406	873	2 572	21 401	3 775	16 263	3 934		1 004
Energia Sustentável do Brasil	564	(142)	-	(142)	199	4 388	544	2 428	1 615	40,00	646
GASAG	1 196	56	3	59	798	1 733	1 508	196	827	31,57	261

(1) Pour SUEZ, les données indiquées dans le tableau correspondent aux informations financières publiées par SUEZ. Le total capitaux propres part du Groupe s'élève à 6 463 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ et à 6 092 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE. La différence provient principalement de la non prise en compte de la quote-part des titres super-subordonnés émis par SUEZ dans les capitaux du Groupe attribuables à ENGIE, partiellement compensée par l'exercice d'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs de SUEZ lors de son changement de méthode de consolidation le 22 juillet 2013.

SUEZ est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2019, la valeur de marché de cette participation s'élève à 2 686 millions d'euros.

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 2019.

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	-	254	-	36	130	2	-
Contassur [1]	-	-	-	160	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	140	-	-	-	29	10	-
Autres	65	35	28	14	264	10	760
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**205**	**289**	**28**	**211**	**426**	**21**	**760**

(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 161 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 168 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 Contribution des coentreprises significatives et des coentreprises individuellement non significatives 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.

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt 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	
En millions d'euros			31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (Amérique Latine, Brésil)	Réseau de transport de gaz		58,50	-	1 364	-	44	-	(71)	-	159	-
National Central Cooling Company - «Tabreed» (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	740	710	42	40	-	-	24	39
EcoÉlectrica (États-Unis & Canada, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	507 MW	50,00	50,00	395	416	25	34	-	-	59	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (Reste de l'Europe, Portugal)	Production d'électricité	2 909 MW	50,00	50,00	312	325	39	44	(2)	1	50	49
WSW Energie und Wasser AG (Reste de l'Europe, Allemagne)	Production et distribution d'électricité	142 MW	33,10	33,10	207	204	(4)	11	-	-	4	3
Tihama Power Generation Co (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 599 MW	60,00	60,00	108	163	32	34	(5)	1	86	-
Ohio State Energy Partners (États-Unis & Canada, États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	114	129	2	5	(10)	5	9	4
Megal GmbH (Infrastructures France, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	79	91	2	6	-	-	14	13
Transmisora Eléctrica del Norte (Amérique Latine, Chili)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	80	85	7	7	(10)	8	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 171	1 134	55	92	(61)	11	35	31
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**4 570**	**3 256**	**245**	**273**	**(158)**	**26**	**439**	**244**

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -14 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 6 millions d'euros en 2018). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (*cf.* Note 5.3 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des 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 au niveau d'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%.

INFORMATIONS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT ET LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBALE

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 2019							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	655	(191)	(191)	(52)	88	(121)	(34)
National Central Cooling Company «Tabreed»	370	(41)	(44)	-	105	-	105
EcoÉlectrica	308	(69)	-	(2)	50	-	50
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	426	(67)	(29)	(36)	93	(7)	86
WSW Energie und Wasser AG	729	(12)	(2)	6	(11)	-	(11)
Tihama Power Generation Co	42	(5)	(23)	(8)	54	(8)	46
Ohio State Energy Partners	121	-	(44)	-	4	(20)	(15)
Megal GmbH	123	(69)	(4)	3	4	-	4
Transmisora Eléctrica del Norte	76	-	(30)	(5)	15	(21)	(6)
AU 31 DÉCEMBRE 2018							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	-	-	-	-	-	-	-
National Central Cooling Company «Tabreed»	335	(34)	(37)	-	100	-	100
EcoÉlectrica	280	(63)	2	(3)	68	-	68
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	749	(65)	(31)	(37)	106	3	109
WSW Energie und Wasser AG	856	(11)	(3)	(19)	35	-	35
Tihama Power Generation Co	111	(5)	(24)	(8)	56	1	57
Ohio State Energy Partners	52	-	(33)	-	10	11	21
Megal GmbH	124	(63)	(4)	2	12	-	12
Transmisora Eléctrica del Norte	75	-	(33)	(5)	14	16	30

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 2019										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	86	329	7 844	595	86	4 616	629	2 331	58,50	1 364
National Central Cooling Company «Tabreed»	-	143	2 671	13	184	765	-	1 851	40,00	740
EcoÉlectrica	34	97	701	(7)	29	-	21	789	50,00	395
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	232	635	1 039	176	139	770	92	728	50,00	312
WSW Energie und Wasser AG	19	59	805	37	54	94	92	606	33,10	207
Tihama Power Generation Co	56	124	432	69	26	325	13	179	60,00	108
Ohio State Energy Partners	19	1 055	89	343	25	522	43	229	50,00	114
Megal GmbH	6	2	729	210	41	262	62	162	49,00	79
Transmisora Eléctrica del Norte	43	34	774	42	4	645	-	160	50,00	80
AU 31 DÉCEMBRE 2018										
National Central Cooling Company «Tabreed»	65	124	2 574	-	173	816	-	1 775	40,00	710
EcoÉlectrica	24	107	755	3	27	-	23	833	50,00	416
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	231	568	1 305	287	178	763	115	761	50,00	325
WSW Energie und Wasser AG	12	148	778	55	84	101	103	596	33,10	204
Tihama Power Generation Co	129	140	488	61	40	370	15	271	60,00	163
Ohio State Energy Partners	16	8	1 039	(6)	7	804	-	257	50,00	129
Megal GmbH	-	13	752	10	55	446	70	185	49,00	91
Transmisora Eléctrica del Norte	66	30	773	75	3	621	-	170	50,00	85

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 2019.

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	-	147	-	18	-	-	-
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	-	-	-	1	128	-	-
WSW Energie und Wasser AG	-	23	-	1	-	1	-
Megal GmbH	65	-	-	-	51	-	-
Futures Energies Investissements Holding	3	19	3	2	207	-	-
Autres	(40)	89	8	27	200	6	5
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**28**	**278**	**11**	**49**	**585**	**7**	**5**

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), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 113 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 171 millions d'euros au 31 décembre 2018). Cette diminution résulte (i) de produits non comptabilisés au compte de résultat sur l'exercice s'élevant à 89 millions d'euros et (ii) de mouvements sur les autres éléments du résultat global pour le solde.

Ces pertes non comptabilisées correspondent à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de *commodities* («Autres éléments du résultat global») mis en place par des entreprises associées dans le secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques.

3.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2019, 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 4 210 millions de real brésilien (930 millions d'euros).

  Au 31 décembre 2019, 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 10 525 millions de real brésilien (2 325 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 176 millions d'euros au titre des garanties de bonne fin de construction et autres ;
- Les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 917 millions d'euros.

  Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent pour l'essentiel :
  - des engagements de mise de fonds (capital/dette subordonnée) à hauteur de 101 millions d'euros. Ces engagements ne concernent que des sociétés portant des projets en phase de construction,
  - des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 200 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de 6 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 266 millions d'euros,
  - des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 350 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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.

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 réalisées au cours de l'exercice 2019

Dans le cadre de la présentation de sa stratégie 2019-2021, le Groupe a annoncé, le 28 février 2019, un programme de cession d'actifs de 6 milliards d'euros visant notamment à poursuivre sa transformation.

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice 2019 sur l'endettement financier net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO [(1)], sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession de la participation dans la société Glow – Thaïlande	2 591	2 466
Cession de centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas	213	106
Autres opérations de cession individuellement non significatives	606	522
TOTAL	**3 410**	**3 094**

Les cessions complémentaires en cours de finalisation au 31 décembre 2019 sont présentées dans la Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés».

4.1.1 Cession de la participation d'ENGIE dans la société Glow (Thaïlande)

Le 14 mars 2019, le Groupe a finalisé la cession de sa participation de 69,1% dans Glow à Global Power Synergy Public Company Ltd. (GPSC), après avoir reçu, le 8 mars 2019, l'approbation officielle de la Commission de Régulation de l'Energie thaïlandaise. Cette transaction fait suite à un premier contrat signé entre ENGIE et GPSC en juin 2018.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités depuis le 1er janvier 2019 se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 2 466 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 1 580 millions d'euros au 31 décembre 2019, dont 143 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (écarts de conversion pour 351 millions d'euros et couvertures pour -208 millions d'euros).

4.1.2 Cession de la participation d'ENGIE dans des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas

Le 29 novembre 2019, le Groupe a finalisé la cession au fonds d'investissement international spécialisé dans l'énergie Riverstone Holdings LLC, des centrales de Farge, Zolling et Wilhelmshaven en Allemagne et de Rotterdam aux Pays-Bas, et dont la capacité totale installée est de 2 345 MW.

Cette transaction se traduit par une réduction de l'endettement financier net d'ENGIE de 106 millions d'euros au 31 décembre 2019 (et 84 millions d'euros à percevoir en 2020). Le résultat de cession avant impôts s'établit à -26 millions d'euros au 31 décembre 2019 après un ajustement de valeur de -121 millions d'euros principalement imputé sur les *goodwill*.

(1) Develop, Build, Share and Operate, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, dont les cessions sont enregistrées en déduction des CAPEX, et au sein du Résultat opérationnel courant.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

4.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2019, 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 468 et 92 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	378	2 661
Autres actifs	90	1 137
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**468**	**3 798**
Dettes financières	26	1 019
Autres passifs	65	1 111
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**92**	**2 130**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2018 relatifs à la participation du Groupe dans la société Glow (Thaïlande), aux parcs solaires en exploitation de la société Langa en France et à des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique ont été cédés au cours de l'exercice 2019 (*cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»*).

Les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2019 se rapportent à des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et à des actifs de production de gaz vert en exploitation en France. La finalisation de ces transactions est attendue au premier semestre 2020. Compte tenu des plus-values de cession attendues, aucun ajustement de valeur n'a été comptabilisé.

4.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2019

4.3.1 Acquisition d'une participation de 58,5% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) au Brésil

Début avril 2019, le consortium, composé d'ENGIE (32,5%), d'ENGIE Brasil Energia (32,5%) et de la Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) (35%), a remporté la procédure d'appel d'offres engagée par Petrobras et portant sur l'acquisition d'une participation de 90% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).

ENGIE détient ainsi, directement et indirectement, une participation de 58,5% dans TAG, résultant en un intérêt net du Groupe dans TAG à hauteur de 49,3%. Les autres actionnaires de TAG sont la CDPQ, qui détient 31,5% de son capital, ainsi que Petrobras qui conserve une participation de 10%.

Le prix d'acquisition s'élève à 8,6 milliards de dollars, financé à hauteur de 5,3 milliards de dollars par dette externe au niveau du consortium, et à hauteur de 2,4 milliards de dollars par les actionnaires. L'impact de l'acquisition sur la dette nette du Groupe a été de 1,6 milliard d'euros (y compris frais d'acquisition).

La finalisation de l'opération est intervenue le 13 juin 2019.

TAG est le plus grand propriétaire de réseau de transport de gaz naturel du Brésil, un pays clé pour la stratégie récemment présentée d'ENGIE, et dont les actifs apporteront au Groupe des bénéfices contractuellement stables. Les actifs de TAG comportent 4 500 kilomètres de gazoducs, soit 47% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays.

Le Groupe exerce un contrôle conjoint sur TAG dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget et du plan à moyen terme, les investissements, l'exploitation et la maintenance, etc., sont prises à une majorité nécessitant l'accord d'ENGIE et de la CDPQ. En conséquence, cette participation est consolidée par mise en équivalence.

4.3.2 Autres opérations réalisées au cours de l'exercice 2019

Diverses acquisitions et prises de participations ont également été réalisées au cours de l'exercice 2019, notamment avec les acquisitions de la société OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co opérant dans le domaine des installations et des services de ventilation en Allemagne, de l'activité de maintenance nucléaire de SUEZ (ex-SRA SAVAC), de la société Vol-V Biomasse présente sur l'ensemble de la chaîne de valeur du biométhane, de TIKO dans le développement de systèmes intelligents de gestion de l'énergie pour le marché résidentiel, de la prise de contrôle de Cofely BESIX Facility Management (CBFM) et de la société de services énergétiques Conti en Amérique du Nord.

Ces différentes acquisitions ont un impact sur l'endettement financier net de 1,6 milliard d'euros.

Par ailleurs, le Groupe, et ses partenaires de consortium Crédit Agricole Assurances et Mirova (une filiale de Natixis Investment Managers), ont annoncé, le 19 décembre 2019, avoir remporté un appel d'offres lancé par EDP pour l'acquisition du deuxième plus grand portefeuille hydroélectrique du Portugal. ENGIE détient 40% du consortium, tandis que Crédit Agricole Assurances et Mirova, via des fonds gérés, en détiennent respectivement 35% et 25%. L'impact sur la dette nette d'ENGIE devrait s'élever à environ 650 millions d'euros. La participation sera consolidée par mise en équivalence. Le *closing* de la transaction est attendu dans le courant du second semestre 2020.

Enfin, ENGIE a aussi annoncé l'acquisition de Renvico, société active dans le domaine des énergies renouvelables et spécialisée dans la gestion de parcs éoliens. Le closing de la transaction est attendu en 2020.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. Les données comparables au 31 décembre 2018 présentées ci-dessous n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (*cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»* [1]).

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. 2019	31 déc. 2018 [1]
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT Y COMPRIS MTM OPÉRATIONNEL ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 300**	**4 903**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	426	223
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 497	3 882
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	51	79
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	93	149
EBITDA	**10 366**	**9 236**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

5.2 Résultat opérationnel courant (ROC)

La réconciliation entre Résultat opérationnel courant (ROC) 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. 2019	31 déc. 2018 [1]
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT Y COMPRIS MTM OPÉRATIONNEL ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 300**	**4 903**
(-) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	426	223
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 726**	**5 126**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

À compter de 2020 la composition du ROC sera homogénéisée avec celle de l'EBITDA pour exclure, en adéquation avec les politiques comptables d'ENGIE, la quote-part du résultat net non récurrent des entreprises mises en équivalence (-93 millions d'euros en 2019 et -149 millions d'euros en 2018), soit un ROC ainsi retraité de 5 819 millions d'euros et 5 275 millions d'euros au 31 décembre 2019 et 2018 respectivement.

5.3 Résultat net récurrent part du Groupe

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.

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- l'ensemble des agrégats compris 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» (RAO) à savoir les rubriques de «Pertes de valeur», «Restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 9 «Autres éléments du résultat des activités opérationnelles» ;
- le MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel ;
- les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes réglées sur dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés nettes de l'extourne de la juste valeur de ces dérivés débouclés par anticipation, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IFRS 9 – *Instruments financiers*, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;
- les effets impôts relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.

(1) Les données comparables y compris l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16 sont présentées dans la Section 1 de ce rapport financier annuel 2019.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019	31 déc. 2018 (1)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**984**	**1 033**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**-**	**1 045**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**984**	**(12)**
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		664	572
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**1 649**	**560**
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 «RAO»		**1 623**	**2 258**
Pertes de valeur	*9.1*	*1 770*	*1 798*
Restructurations	*9.2*	*218*	*162*
Effets de périmètre	*9.3*	*(1 604)*	*150*
Autres éléments non récurrents	*9.4*	*1 240*	*147*
Autres éléments retraités		**154**	**430**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*8.1*	*426*	*223*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*10*	*3*	*3*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*10*	*(6)*	*(7)*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*10*	*223*	*183*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*10*	*(115)*	*26*
Autres effets impôts retraités		*(470)*	*(147)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*93*	*149*
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**3 426**	**3 248**
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		743	790
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**2 683**	**2 458**
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		-	(33)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**2 683**	**2 425**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019	31 déc. 2018 [1]
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	58 996	55 635
(+) *Goodwill*	18 665	17 809
(-) *Goodwill* Gaz de France – SUEZ et International Power [2]	(7 650)	(7 610)
(+) Créances IFRIC 4, IFRS 16 et IFRIC 12	1 737	1 550
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	9 216	7 846
(-) Goodwill International Power [2]	*(154)*	*(151)*
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	15 180	15 613
(-) Appels de marge [2] [3]	*(2 023)*	*(1 669)*
(+) Stocks	3 617	4 158
(+) Actifs de contrats	7 831	7 411
(+) Autres actifs courants et non courants	10 601	9 811
(+) Impôts différés	(3 771)	(4 349)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres [2]	*(571)*	*(247)*
(-) Provisions	(25 115)	(21 813)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) [2]	*3 507*	*2 637*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(19 109)	(19 759)
(+) Appels de marge [2] [3]	*1 996*	*1 681*
(-) Passifs de contrats	(4 330)	(3 634)
(-) Autres passifs courants et non courants	(14 298)	(13 507)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**54 325**	**51 412**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.
(3) Les appels de marges 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. 2019	31 déc. 2018 [1]
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	9 863	8 464
Impôt décaissé	(575)	(757)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 110)	149
Intérêts reçus d'actifs financiers	28	26
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	67	52
Intérêts financiers versés	(780)	(727)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	82	79
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(135)	(289)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	*135*	*303*
***CASH FLOW* DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**7 574**	**7 300**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

5.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

La réconciliation entre les investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et les rubriques de l'état des flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
Investissements corporels et incorporels	6 524	6 202
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	864	983
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*229*	*83*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 746	338
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	595	283
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	532	251
(+) Autres	*8*	*11*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	12	18
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	-	-
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [2]	(468)	(526)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**10 042**	**7 643**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés») mais intègre désormais l'impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO.
(2) Develop, Build, Share & Operate.

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. 2019	31 déc. 2018 [1]
(+) Emprunts à long terme	16.2 & 16.3	30 002	26 434
(+) Emprunts à court terme	16.2 & 16.3	8 543	5 745
(+) Instruments financiers passifs	16.4	15 575	14 295
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*(15 350)*	*(13 970)*
(-) Autres actifs financiers	16.1	(9 568)	(8 483)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		4 870	3 844
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		*1 297*	*1 107*
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		*1 899*	*1 551*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	16.1	(10 519)	(8 700)
(-) Instruments financiers actifs	16.4	(14 272)	(13 372)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*13 443*	*12 652*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**25 919**	**21 102**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**16**	**25 919**	**21 102**
Paiements futurs minimaux au titre des locations simples [2]			2 087
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	19	7 611	6 170
Provisions pour démantèlement des installations	19	7 329	6 081
Provisions pour reconstitution de sites	19	237	222
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	20	2 427	1 970
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(93)*	*60*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	20	(160)	(167)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	20	5 001	4 293
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(3 080)*	*(2 572)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(1 635)	(1 374)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*759*	*601*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium et créance Electrabel envers EDF Belgium	16 & 24	(3 236)	(2 884)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**41 078**	**35 590**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) À compter du 1er janvier 2019 les engagements relatifs aux dettes de location sont directement inclus dans l'endettement financier net suite à l'application de la norme IFRS 16.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 6 Information sectorielle

6.1 Renforcement de l'organisation d'ENGIE

Au cours du premier semestre 2019, ENGIE a partagé son ambition de devenir le leader mondial de la transition zéro carbone de ses clients et, pour accélérer la mise en œuvre de sa stratégie, annoncé le renforcement de son organisation.

Le Groupe maintient son organisation actuelle décentralisée reposant sur ses 24 *Business Units* (BU) essentiellement géographiques afin de rester au plus près de ses clients et de promouvoir l'esprit d'initiative, et la renforce par la création de quatre *Global Business Lines* (GBL) : Solutions Clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique.

Ces GBL ont vocation à soutenir les équipes locales et la performance transverse en proposant une stratégie inter-BU pour leur activité, en participant à la hiérarchisation de l'allocation des ressources entre les BU, en identifiant et en pilotant les principaux programmes transversaux numériques et d'excellence, en identifiant et en mettant en place les partenariats mondiaux et en soutenant, mesurant et présentant la performance globale des activités. À ces GBL Solutions Clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique, s'ajoutent les activités de l'approvisionnement et du nucléaire pour constituer les six grandes familles d'activités du Groupe, ou *Business Lines* (BL).

L'organisation désormais matricielle du Groupe repose sur un axe primaire constitué des BU et un axe secondaire constitué des BL.

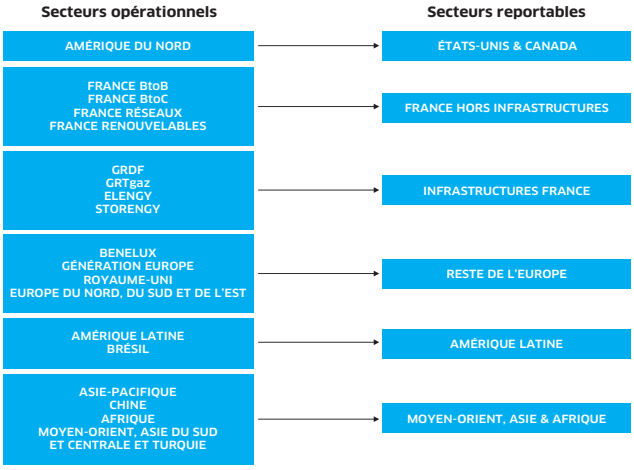
6.2 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

6.2.1 Définition des secteurs reportables

Conformément aux dispositions d'IFRS 8, la définition des secteurs opérationnels et reportables du Groupe a été revue à l'aune des évolutions de son organisation ainsi que des modifications profondes des portefeuilles d'activité des BU à l'issue du plan de transformation 2016-2018.

Chacune des BU du Groupe correspond à un «secteur opérationnel» dont les performances opérationnelles et financières sont régulièrement revues par le Comité Exécutif du Groupe qui demeure le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8. Le Groupe a procédé à de nouveaux regroupements des 24 BU et présente désormais une information sectorielle organisée autour de sept secteurs reportables reflétant les zones géographiques de l'activité du Groupe :

- un secteur reportable correspondant à un secteur opérationnel : États-Unis & Canada ;
- cinq secteurs reportables correspondant à des regroupements de secteurs opérationnels ;
- Par ailleurs l'ensemble «Autres» comprend des secteurs opérationnels ne pouvant être regroupés (Global Energy Management, Tractebel, GTT, Hydrogène) ainsi que les activités d'Entreprises et Collectivités du fait de la spécificité de leurs métiers et de leurs marchés ou de leur profil de risque particulier ainsi que les activités holdings et *corporate*.



Pour effectuer ces analyses et aboutir aux regroupements de secteurs opérationnels présentés ci-avant, le Groupe a exercé son jugement afin de déterminer si deux ou plusieurs secteurs opérationnels pouvaient être regroupés au sein d'un même secteur reportable. Les principaux paramètres qui ont été examinés afin d'apprécier la similitude des caractéristiques économiques sont les suivants :

- nature des activités et services ;
- environnement réglementaire ;
- environnements économiques dans lesquels opèrent les activités concernées (maturité du marché, perspectives de croissance, risques politiques…) ;
- profils de risques des activités ;
- positionnement de ces activités dans la stratégie et le nouveau business model du Groupe.

Les jugements exercés par le Groupe qui ont conduit à effectuer les cinq regroupements mentionnés dans le schéma ci-dessus sont les suivants :

- les secteurs opérationnels France BtoB, France BtoC, France Réseaux et France Énergie Renouvelables, regroupent au sein du secteur reportable France hors Infrastructures les activités françaises dans l'aval des métiers de l'énergie (prestations de services, distribution et commercialisation directe de gaz et d'électricité aux clients BtoB, BtoT et BtoC), et la production d'énergies renouvelables de plus en plus décentralisée. Il s'agit d'activités non régulées et complémentaires qui s'appuient sur un maillage territorial fort et visent notamment à développer un ensemble d'offres combinées à destination des clients locaux : offres de services à l'énergie, de moyens de production décentralisée et de contrats de fourniture de gaz et d'électricité combinés. Ces BU opèrent par ailleurs dans l'environnement de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) ;
- les secteurs opérationnels GRDF, GRTgaz, Storengy et Elengy portent les activités d'infrastructures de gaz en Europe (distribution, transport, stockage et terminaux méthaniers) ont été regroupés dans le secteur reportable Infrastructures France, s'agissant d'activités régulées présentant des profils de risques et de marges similaires ;

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- les secteurs opérationnels Benelux, Génération Europe, Royaume-Uni et Europe du Nord, du Sud et de l'Est ont été regroupés au sein du secteur reportable Reste de l'Europe car ces BU, qui représentent l'ensemble des activités du Groupe dans le domaine de l'énergie en Europe hors de France, comprennent des mix d'activités similaires (de la production à la fourniture d'énergie, en passant par la commercialisation et les services à l'énergie) évoluant dans des marchés de l'énergie matures et en phase de transformation dans le cadre de la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des solutions clients ;
- les secteurs opérationnels Amérique Latine et Brésil ont été regroupés au sein du secteur reportable Amérique Latine car ces deux secteurs présentent des perspectives de croissance similaires, avec une part importante de leur chiffre d'affaires générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme ;
- les secteurs opérationnels Asie-Pacifique, Chine, Afrique et Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie ont été regroupés au sein du secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique car ces régions ont en commun d'afficher d'importants besoins en matière de production d'énergie ; elles représentent à ce titre des perspectives de croissance importantes pour le Groupe dans les métiers de l'énergie et de services à l'énergie, et évoluent dans des marchés portés par la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des solutions clients.

6.2.2 Description des secteurs reportables

- **France hors Infrastructures :** regroupe les activités de (i) la BU France BtoB : services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures, (ii) la BU France BtoC : commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels, (iii) la BU France Renouvelables : développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France, (iv) de la BU France Réseaux qui conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie (réseaux de chaud et froid).
- **Infrastructures France :** regroupe les BU GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy, sociétés d'infrastructures françaises qui exploitent des réseaux et installations de transport, de stockage et de distribution de gaz naturel ainsi que des terminaux méthaniers, essentiellement en France ; elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.
- **Reste de l'Europe :** regroupe les activités de (i) la BU Benelux (activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg : production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de capacités de production renouvelables, commercialisation de gaz naturel et d'électricité et activités de services à l'énergie), (ii) la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, (iii) la BU Royaume-Uni (gestion des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable et du portefeuille de distribution, fourniture de services et de solutions énergétiques…), ainsi que de (iv) la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est (commercialisation de gaz naturel et d'électricité et de services et solutions énergétiques associés, exploitation d'actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, gestion d'infrastructures de distribution).
- **Amérique Latine :** regroupe les activités de (i) la BU Brésil et (ii) la BU Amérique Latine (Argentine, Chili, Mexique et Pérou). Les filiales concernées interviennent sur les métiers de production centralisée d'électricité y compris d'origine renouvelable, les métiers de la chaîne du gaz (y compris infrastructures) et les services à l'énergie.
- **États-Unis & Canada :** comprend les activités de production d'électricité, de services à l'énergie, et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, Canada et Porto Rico.
- **Moyen-Orient, Asie & Afrique :** regroupe les activités de (i) la BU Asie-Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour et Indonésie), (ii) la BU Chine, (iii) la BU Afrique (principalement Maroc et Afrique du Sud) et (iv) la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan). Dans cet ensemble, le Groupe est à la fois présent sur des activités de production et commercialisation d'électricité, les métiers de distribution et de commercialisation de gaz, les services à l'énergie ainsi que le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.
- **Autres :** englobe les activités de (i) la BU GEM qui a pour mission de gérer et optimiser, pour le compte des BU qui détiennent les actifs de production d'électricité, les portefeuilles d'actifs physiques et contractuels du Groupe (hors infrastructures gazières) notamment sur le marché européen, de vendre de l'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux et de proposer à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie, (ii) la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), (iii) la BU GTT (spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du gaz naturel liquéfié), (iv) la BU Hydrogène (conception de solutions énergétiques zéro carbone à base d'hydrogène renouvelable), ainsi que (v) les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, Entreprises et collectivités (E&C) et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Les principales relations commerciales entre secteurs reportables sont les suivantes :

- relations entre le secteur reportable «Infrastructures France» et les utilisateurs de ces infrastructures à savoir le secteur reportable «France hors Infrastructures» et «Autres» (GEM, E&C) : les prestations relatives à l'utilisation d'infrastructures gazières du Groupe en France sont facturées sur base de tarifs (ou revenus) régulés applicables à tous les utilisateurs. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de GRDF demeurent positionnés dans le secteur «Infrastructures France» ;
- relations entre le secteur reportable «Autres» (GEM) et les secteurs reportables «France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe» : GEM gère les contrats d'approvisionnement en gaz naturel du Groupe et vend la molécule de gaz à prix de marché aux entités commercialisatrices logées dans les secteurs reportables «France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe». En ce qui concerne l'électricité, GEM gère et optimise le parc de production et les portefeuilles de vente pour le compte des entités porteuses d'actifs de production et prélève, au titre de ces prestations, un pourcentage de la marge énergie réalisée. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de production d'électricité (déduction faite de la rémunération prélevée par GEM) sont positionnés dans les secteurs portant les actifs de production («France hors Infrastructures» et «Reste de l'Europe») ;
- relations entre le secteur opérationnel «Génération Europe» au sein du secteur reportable «Reste de l'Europe» et les entités commercialisatrices du secteur reportable «France hors Infrastructures» : une partie de la production des actifs thermiques de la BU «Génération Europe» est vendue auprès des entités commercialisatrices de ces secteurs sur base d'un prix de marché.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.2.3 Indicateurs clés par secteur reportable [1]

Conformément à IFRS 8, l'information sectorielle comparative au 31 décembre 2018 a été retraitée afin de présenter cette information selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe depuis le 1er janvier 2019.

En revanche, elle n'a pas été retraitée du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (*cf.* Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés») conformément aux dispositions de transition de cette norme applicable à compter du 1er janvier 2019.

CHIFFRE D'AFFAIRES

	31 déc. 2019 [1]			31 déc. 2018 [1]		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
France hors Infrastructures	15 854	334	16 188	14 998	188	15 186
Infrastructures France	5 569	979	6 548	5 450	1 125	6 575
Total France	*21 423*	*1 313*	*22 736*	*20 448*	*1 312*	*21 760*
Reste de l'Europe	17 270	1 488	18 758	16 946	1 770	18 716
Amérique Latine	5 341	1	5 342	4 639	-	4 639
États-Unis & Canada	4 545	1	4 547	3 355	62	3 417
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 914	-	2 914	4 014	4	4 018
Autres	8 565	5 995	14 560	7 565	6 332	13 897
Élimination des transactions internes		(8 798)	(8 798)		(9 481)	(9 481)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**60 058**	**-**	**60 058**	**56 967**	**-**	**56 967**

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
France hors Infrastructures	1 672	1 670
Infrastructures France	3 539	3 499
Total France	*5 211*	*5 168*
Reste de l'Europe	1 750	973
Amérique Latine	2 221	1 775
États-Unis & Canada	291	224
Moyen-Orient, Asie & Afrique	727	1 122
Autres	166	(27)
TOTAL EBITDA [2]	**10 366**	**9 236**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) L'EBITDA au 31 décembre 2019 intègre l'effet de la norme IFRS 16 (annulation des loyers) de l'ordre de 0,4 milliard d'euros.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 [1]
France hors Infrastructures	(761)	(628)
Infrastructures France	(1 581)	(1 479)
Total France	*(2 343)*	*(2 106)*
Reste de l'Europe	(1 041)	(928)
Amérique Latine	(523)	(416)
États-Unis & Canada	(127)	(72)
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(102)	(134)
Autres	(360)	(225)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(4 497)**	**(3 882)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(1) Les données comparables y compris l'impact lié à l'application de la norme IFRS 16 sont présentées dans la Section 1 de ce Rapport d'activité et États financiers consolidés annuels 2019.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
France hors Infrastructures	17	1
Infrastructures France	3	12
Total France	*20*	*13*
Reste de l'Europe	55	89
Amérique Latine	8	(25)
États-Unis & Canada	60	75
Moyen-Orient, Asie & Afrique	246	166
Autres	111	42
Dont quote-part de résultat de SUEZ	*113*	*55*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**500**	**361**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 255 millions d'euros et 245 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 88 millions d'euros et 273 millions d'euros au 31 décembre 2018).

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
France hors Infrastructures	903	1 035
Infrastructures France	1 957	2 016
Total France	*2 861*	*3 051*
Reste de l'Europe	684	37
Amérique Latine	1 694	1 355
États-Unis & Canada	159	151
Moyen-Orient, Asie & Afrique	559	893
Autres	(231)	(362)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 726**	**5 126**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
France hors Infrastructures	7 143	6 306
Infrastructures France	20 172	19 802
Total France	*27 315*	*26 107*
Reste de l'Europe	1 797	3 563
Amérique Latine	11 462	9 897
États-Unis & Canada	3 717	2 494
Moyen-Orient, Asie & Afrique	3 633	3 553
Autres	6 401	5 796
Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ	*2 027*	*2 018*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**54 325**	**51 412**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
France hors Infrastructures	1 019	853
Infrastructures France	1 745	1 619
Total France	*2 764*	*2 472*
Reste de l'Europe	1 439	1 430
Amérique Latine	2 499	1 758
États-Unis & Canada	1 380	918
Moyen-Orient, Asie & Afrique	453	616
Autres	1 506	449
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**10 042**	**7 643**

6.3 Information par *Business Line*

6.3.1 Définition des *Business Lines*

- **Solutions Clients :** englobe (hors clients BtoC) les activités de prestations de services, unitaires ou regroupés, par exemple, design, conception, ingénierie, travaux, exploitation, installation, maintenance et *facility management* ainsi que les activités de gestion d'actifs, comme par exemple les réseaux de chaud et de froid, d'actifs de production d'énergie dédiés (énergie décentralisée – production livrée directement chez le client). Elle inclut également notre participation dans le groupe SUEZ.
- **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 en Europe et Amérique Latine ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe, en Asie et sur le continent américain, (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, projets de géothermie, *energy as a service*…).
- **Renouvelables :** regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction et l'exploitation 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, la géothermie et le biogaz principalement. 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.
- **Thermique :** regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz, le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. 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. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.
- **Nucléaire :** englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de production de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) et des droits de tirage en France.
- **Approvisionnement :** englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux, qu'ils soient professionnels ou particuliers. Elle regroupe également l'ensemble des activités de Services à destination des clients résidentiels.

Par ailleurs l'ensemble **Autres** regroupe les activités (i) de gestion et d'optimisation de l'énergie (ii) de la BU GTT, (iii) et des activités de *corporate* et de *holdings.*

6.3.2 Indicateurs clés par *Business Line*

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Solutions Clients	1 835	1 511
Infrastructures	4 024	3 975
Renouvelables	1 725	1 575
Thermique	1 765	2 025
Nucléaire	192	(555)
Approvisionnement	639	764
Autres	186	(58)
TOTAL EBITDA	**10 366**	**9 236**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Solutions Clients	1 090	982
Infrastructures	2 327	2 399
Renouvelables	1 190	1 105
Thermique	1 260	1 455
Nucléaire	(314)	(1 051)
Approvisionnement	345	537
Autres	(172)	(302)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**5 726**	**5 126**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Solutions Clients	1 621	1 537
Infrastructures	3 446	1 814
Renouvelables	2 488	1 986
Thermique	517	813
Nucléaire	636	750
Approvisionnement	457	454
Autres	876	289
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**10 042**	**7 643**

6.4 Indicateurs clés par zone géographique

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 (1)		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (2)
France	24 223	23 661	31 831	30 543
Belgique	5 894	5 098	(6 026)	(3 254)
Autres Union européenne	14 631	14 196	8 363	7 188
Autres pays d'Europe	989	815	490	386
Amérique du Nord	5 273	3 838	4 419	2 881
Asie, Moyen-Orient et Océanie	3 867	4 776	3 355	3 337
Amérique du Sud	4 759	4 197	10 920	9 515
Afrique	422	385	971	816
TOTAL	**60 058**	**56 967**	**54 325**	**51 412**

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 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, «*facility management*» et autres services

  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.

  Les prestations de «*facility management*» comprennent généralement la gestion et l'intégration d'un grand nombre de services de natures différentes, externalisés par un client. La rémunération du fournisseur est soit fixe, soit fonction du nombre d'heures ou d'un autre indicateur, sans faire la distinction par nature de services.

  Dès lors, le revenu est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés ou des heures prestées.

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 les revenus des locations et des concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles.

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, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2019 [1]
France hors Infrastructures	3 207	4 160	144	8 338	5	15 854
Infrastructures France	64	1	5 265	218	22	5 569
Total France	*3 271*	*4 160*	*5 409*	*8 556*	*27*	*21 423*
Reste de l'Europe	3 147	6 403	331	7 323	66	17 270
Amérique Latine	559	3 840	351	457	134	5 341
États-Unis & Canada	465	2 734	2	1 342	3	4 545
Moyen-Orient, Asie & Afrique	446	1 293	21	1 053	101	2 914
Autres	3 464	3 303	130	1 050	619	8 565
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**11 351**	**21 732**	**6 244**	**19 781**	**949**	**60 058**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2018 [1]
France hors Infrastructures	3 164	4 040	105	7 684	5	14 998
Infrastructures France	155	-	5 092	200	3	5 450
Total France	*3 318*	*4 040*	*5 197*	*7 885*	*9*	*20 448*
Reste de l'Europe	3 237	6 398	410	6 845	55	16 946
Amérique Latine	461	3 522	322	197	138	4 639
États-Unis & Canada	592	1 858	-	900	5	3 355
Moyen-Orient, Asie & Afrique	452	2 605	31	806	121	4 014
Autres	3 835	2 231	117	908	473	7 565
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**11 895**	**20 654**	**6 077**	**17 540**	**801**	**56 967**

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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 service 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 approche matricielle 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. Une approche individuelle est applicable aux grands clients et aux autres grandes contreparties, dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 17 «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. 2019	31 déc. 2018
Créances commerciales et autres débiteurs	15 180	15 613
Dont IFRS 15	*7 385*	*7 552*
Dont non-IFRS 15	*7 795*	*8 060*
Actifs de contrats	7 831	7 411
Produits à recevoir et factures à établir	*6 783*	*6 377*
Gaz et électricité en compteur [1] [2]	*1 048*	*1 034*

(1) Soit 1,7% du chiffre d'affaires annuel.
(2) Net d'acompte.

Au 31 décembre 2019, les secteurs enregistrant le plus d'actifs de contrats sont la France hors Infrastructures (2 884 millions d'euros, principalement sur la France BtoB et BtoC), le Reste de l'Europe (2 708 millions d'euros, principalement sur le Benelux, l'Allemagne et le Royaume-Uni) et Autres (1 017 millions d'euros, principalement sur la BU GEM).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
En millions d'euros	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	16 277	(1 097)	15 180	16 689	(1 076)	15 613
Actifs de contrats	7 848	(17)	7 831	7 419	(8)	7 411
TOTAL	**24 125**	**(1 114)**	**23 011**	**24 108**	**(1 085)**	**23 023**

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 allocations 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, 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. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé 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 de volumes et de prix moyens retenues.

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 fera également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2019, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 3 275 millions d'euros (contre 3 108 millions d'euros au 31 décembre 2018).

7.2.2 Passifs de contrats

	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	45	4 286	4 330	36	3 598	3 634
Avances et acomptes reçus	*11*	*2 190*	*2 201*	*-*	*1 713*	*1 713*
Produits constatés d'avance	*34*	*2 096*	*2 129*	*36*	*1 885*	*1 921*

Au 31 décembre 2019, les secteurs enregistrant le plus de chiffre d'affaires constaté à l'avancement, engendrant ainsi des décalages entre les paiements et la réalisation des prestations sont la France hors Infrastructures (2 382 millions d'euros, principalement chez France BtoB et BtoC) et le Reste de l'Europe (1 295 millions d'euros principalement au Benelux, Allemagne et Royaume-Uni).

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 2019 s'élève à 16 792 millions d'euros et concerne essentiellement les BU Royaume-Uni (7 441 millions d'euros) et France BtoB (5 052 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, maintenance et Facility Management pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement. Les BU Benelux, Tractebel Engineering et Europe du Nord, du sud et de l'Est ont également du chiffre d'affaires à percevoir dans les trois prochaines années sur des opérations de performance réalisées à l'avancement.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 ou dont l'actif sous-jacent est de faible valeur), les charges de concessions… ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

8.1 Achats

En millions d'euros	31 déc. 2019 (1)	31 déc. 2018 (1) (2)
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading (3)	(29 340)	(28 431)
Achats de services et autres (4)	(10 609)	(10 229)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(39 950)**	**(38 660)**

(1) Les données présentées au 31 décembre 2019 ont été établies selon la nouvelle présentation du compte de résultat adoptée par le Groupe. Les données comparatives au 31 décembre 2018 ont été reclassées en conformité avec cette nouvelle présentation (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(3) Dont une charge nette au 31 décembre 2019 de 426 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre une charge nette de 223 millions d'euros au 31 décembre 2018).

(4) Dont 258 millions d'euros de charges de location relatives à des contrats à court terme et contrats portant sur des actifs de faible valeur comptabilisées selon IFRS 16 au 31 décembre 2019 (contre 828 millions d'euros au 31 décembre 2018 comptabilisées selon IAS 17).

8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Avantages à court terme		(10 933)	(9 998)
Paiements fondés sur des actions	21	(56)	(86)
Charges liées aux plans à prestations définies	20.3.4	(368)	(407)
Charges liées aux plans à cotisations définies	20.4	(121)	(133)
CHARGES DE PERSONNEL		**(11 478)**	**(10 624)**

8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Dotations aux amortissements	14 & 15	(4 497)	(3 882)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(104)	-
Variation nette des provisions	19	208	296
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(4 393)**	**(3 586)**

Au 31 décembre 2019, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 943 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 554 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 des modèles «*Develop, Build, Share & Operate*» (DBSO) ou «*Develop, Share, Build & Operate*» (DSBO), utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui sont enregistrés en Résultat opérationnel courant ;
- les «Autres éléments non récurrents» : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants.

9.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Pertes de valeur :			
Goodwill	13.1	(116)	(14)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	14 & 15	(1 735)	(1 609)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	(209)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS		**(1 851)**	**(1 831)**
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		61	33
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		20	-
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR		**81**	**33**
TOTAL		**(1 770)**	**(1 798)**

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2019 s'élèvent à 1 770 millions d'euros. Elles concernent les immobilisations corporelles ainsi que le *goodwill*. Compte tenu des effets 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 2019 s'établit à 1 579 millions d'euros.

Les tests de perte de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 13.3.

9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2019

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2019 s'élèvent à 1 770 millions d'euros et portent essentiellement sur :

- Actifs nucléaires en Belgique

  Consécutivement à la poursuite des investissements de jouvence des centrales prolongées à 50 ans et à l'augmentation des actifs de démantèlement liés à la révision des provisions pour démantèlement (*cf. Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»*) la valeur comptable des installations de production nucléaire a crû significativement en 2019 dans un contexte de tassement des prix. Compte tenu des pertes de valeur déjà constatées par le passé (*cf. Note 10.2.1 des états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2018*), cette appréciation des actifs nucléaires a fait l'objet d'un test de valeur en distinguant les unités nucléaires ne disposant plus d'option de prolongation de durée de vie de celles pouvant éventuellement être prolongées au-delà de 2025.

  Dans ce contexte, le Groupe a mis à jour ses prévisions en cohérence avec le planning de maintenance des unités nucléaires revu pour les trois prochaines années et avec l'adaptation de leurs modalités de gestion à l'approche de leur fin de vie. Le Groupe a reconnu des pertes de valeur sur les unités non prolongeables pour un montant total de 1 023 millions d'euros au 31 décembre 2019 dont 639 millions d'euros au titre des actifs de démantèlement reconnus en contrepartie de la hausse des provisions pour démantèlement des installations nucléaires.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- Autres pertes de valeur

  Les autres pertes de valeur comptabilisées par le Groupe portent principalement sur :

  - des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine pour 165 millions d'euros, suite aux engagements d'arrêt anticipé de ces unités ;
  - la décision de mise sous cocon d'un actif de production d'électricité d'origine thermique au Moyen-Orient pour 135 millions d'euros, dans un contexte économique défavorable ;
  - l'actif incorporel relatif à la valeur du portefeuille clients France BtoC pour 111 millions d'euros, la valeur de cet actif étant affectée par la loi votée en 2019 actant la fin des tarifs de vente réglementés en 2023 ;
  - l'ajustement de valeur de plusieurs centrales charbon en Allemagne et aux Pays-Bas dans le contexte de leur cession (*cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»*), pour 148 millions d'euros principalement imputés sur l'intégralité du *goodwill* alloué aux actifs cédés pour 108 millions d'euros.

9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2018

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2018 s'élevaient à 1 798 millions d'euros et concernaient principalement :

- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe (646 millions d'euros), notamment liées au durcissement attendu du cadre régulatoire pour les centrales charbon ;
- des actifs nucléaires en Belgique (615 millions d'euros) dans un contexte de non-prolongation de la durée de vie des unités nucléaires ;
- d'autres pertes de valeur relatives à une participation dans le secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique (209 millions d'euros), des sites d'infrastructures gazières en Europe (87 millions d'euros) et des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine (71 millions d'euros).

Compte tenu des effets 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 2018 s'établissait à 1 540 millions d'euros.

9.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 218 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 162 millions d'euros au 31 décembre 2018) comprennent essentiellement en 2019 et 2018 des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique, à des arrêts d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites et divers autres coûts de restructurations.

9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2019, les effets de périmètre s'élèvent à 1 604 millions d'euros et comprennent principalement un résultat de 1 580 millions d'euros relatif à la cession de Glow dont 143 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (écarts de conversion pour 351 millions d'euros et couvertures pour -208 millions d'euros).

Au 31 décembre 2018, les effets de périmètre s'élevaient à -150 millions d'euros et comprenaient principalement un résultat de -87 millions d'euros relatif à la cession de la centrale thermique Loy Yang B en Australie essentiellement au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global et un résultat de -27 millions d'euros sur la cession des activités GNL aux États-Unis.

9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2019, d'un montant total de -1 240 millions d'euros comprennent essentiellement l'impact non récurrent de la révision des provisions nucléaires (aval du cycle) et autres charges diverses pour -1 166 millions d'euros.

Au 31 décembre 2018, les autres éléments non récurrents d'un montant total de -147 millions d'euros comprenaient essentiellement des mises au rebut, coûts accessoires à des fermetures de sites et autres charges diverses.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 10 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2019	Charges	Produits	31 déc. 2018 (1)
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	*(894)*	*-*	*(894)*	*(828)*	*-*	*(828)*
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	*-*	*30*	*30*	*-*	*4*	*4*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*(3)*	*-*	*(3)*	*(3)*	*-*	*(3)*
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	*-*	*84*	*84*	*-*	*81*	*81*
Coûts d'emprunts capitalisés	*106*	*-*	*106*	*134*	*-*	*134*
Coût de la dette	**(790)**	**114**	**(676)**	**(697)**	**85**	**(611)**
Coût des dettes de location (2)	**(48)**	**-**	**(48)**	**(16)**	**-**	**(16)**
Soultes décaissées lors du débouclage de swaps	*(62)*	*-*	*(62)*	*(108)*	*-*	*(108)*
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	*-*	*62*	*62*	*-*	*102*	*102*
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	*-*	*6*	*6*	*-*	*13*	*13*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	**(62)**	**68**	**6**	**(108)**	**115**	**7**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	*(121)*	*-*	*(121)*	*(112)*	*-*	*(112)*
Désactualisation des autres provisions à long terme	*(566)*	*-*	*(566)*	*(538)*	*-*	*(538)*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	*(223)*	*-*	*(223)*	*(185)*	*-*	*(185)*
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*(34)*	*212*	*179*	*(84)*	*73*	*(11)*
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	*-*	*169*	*169*	*-*	*111*	*111*
Autres	*(457)*	*350*	*(107)*	*(241)*	*216*	*(25)*
Autres produits et charges financiers	**(1 400)**	**731**	**(669)**	**(1 161)**	**400**	**(761)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 300)**	**913**	**(1 387)**	**(1 981)**	**600**	**(1 381)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Au 31 décembre 2018, le coût des dettes de location correspond aux intérêts relatifs aux dettes de location-financement précédemment présentés en «Coût de la dette nette».

L'augmentation du coût de la dette nette s'explique notamment par l'augmentation de la dette au Brésil en lien avec l'acquisition de TAG (*cf. Note 4.3.1 «Acquisition d'une participation de 58,5% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) au Brésil»*) par rapport à fin décembre 2018 partiellement compensée par les effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisés par le Groupe (*cf. Note 16.3.3 «Instruments financiers – Description des principaux événements de la période»*).

Au 31 décembre 2019, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'élève à 2,70% contre 2,68% au 31 décembre 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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'impôts différés 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 640 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 704 millions d'euros en 2018). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Impôt exigible	(761)	(712)
Impôt différé	121	9
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(640)**	**(704)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019	31 déc. 2018 [1]
Résultat net	**1 649**	**1 629**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	500	361
Résultat après impôt des activités non poursuivies	-	1 069
Impôt sur les bénéfices	(640)	(704)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**1 790**	**903**
Dont sociétés françaises intégrées	*285*	*1 434*
Dont sociétés étrangères intégrées	*1 505*	*(531)*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	34,4%	34,4%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	**(616)**	**(311)**
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	215	42
Différences permanentes [2]	(23)	(72)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [3]	533	123
Compléments d'impôt [4]	(123)	(74)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [5]	(867)	(968)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [6]	212	370
Effet des changements de taux d'impôt [7]	(55)	54
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [8]	101	185
Autres [9]	(16)	(53)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**(640)**	**(704)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées, la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides ainsi que les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en 2018 en France.
(3) 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.
(4) Comprend notamment 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, les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.
(5) 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.
(6) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.
(7) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé en France.
(8) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt.
(9) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019	31 déc. 2018 (1)
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	572	302
Engagements de retraite et assimilés	28	2
Provisions non déductibles	(137)	(77)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(93)	(141)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	(1 360)	845
Autres	(36)	38
TOTAL	**(1 028)**	**969**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(239)	(249)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/IFRS 9)	1 661	(751)
Autres	(273)	116
TOTAL	**1 149**	**(884)**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**121**	**85**
Dont activités poursuivies	*121*	*9*

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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. 2019	31 déc. 2018
Instruments de capitaux propres et de dettes	(2)	(1)
Écarts actuariels	256	68
Couverture d'investissement net	12	(14)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	218	71
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	10	(10)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**494**	**114**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	81	(20)
Activités non poursuivies	-	(81)
TOTAL	**575**	**13**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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'impôts différés, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
AU 31 DÉCEMBRE 2018 (1)	**1 066**	**(5 415)**	**(4 349)**
IFRS 16 (*cf. Note 1*)	-	4	4
AU 1er JANVIER 2019 Y COMPRIS IFRS 16	**1 066**	**(5 410)**	**(4 345)**
Effet du résultat de la période	(1 028)	1 149	121
Effet des autres éléments du résultat global	482	38	520
Effet de périmètre	(86)	29	(57)
Effet de change	10	(27)	(17)
Autres effets	(115)	121	7
Effet de présentation nette par entité fiscale	531	(531)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**860**	**(4 631)**	**(3 771)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

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'impôts différés)

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. 2019	31 déc. 2018 (1)
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 118	1 765
Engagements de retraite	1 635	1 374
Provisions non déductibles	268	371
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	763	787
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	2 199	3 398
Autres	518	545
TOTAL	**7 502**	**8 239**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(8 953)	(8 773)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	(1 700)	(3 343)
Autres	(620)	(472)
TOTAL	**(11 273)**	**(12 588)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(3 772)**	**(4 349)**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

11.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2019, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 3 836 millions d'euros (contre 3 216 millions d'euros au 31 décembre 2018). 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 et au Luxembourg) ou limitée à neuf ou six ans aux Pays-Bas selon l'année de réalisation des pertes. Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu entièrement ou partiellement à la comptabilisation d'actifs d'impôts différés 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 929 millions d'euros en 2019 contre 1 364 millions d'euros en 2018.

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 (*cf. Note 18.2.1 «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.

Numérateur (en millions d'euros)	31 déc. 2019	31 déc. 2018 (1)
Résultat net part du Groupe	**984**	**1 033**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*984*	*(12)*
Rémunération des titres super-subordonnés	(165)	(145)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**820**	**889**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*820*	*(156)*
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	**820**	**889**
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 413**	**2 396**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	12	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 425**	**2 407**
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	**0,34**	**0,37**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action	*0,34*	*(0,07)*
Résultat net part du Groupe par action dilué	**0,34**	**0,37**
Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*0,34*	*(0,06)*

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018, n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 13 Goodwill

Principes comptables

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.

Risque de perte de valeur

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. 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 à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à la valeur recouvrable de cette UGT. Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 13.3.

Les pertes de valeur relatives aux *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat.

Indices de perte de valeur sur un *goodwill*

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.

13.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**17 809**
Pertes de valeur	(116)
Variations de périmètre et Autres	876
Écarts de conversion	96
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**18 665**

La variation de la période provient principalement (i) d'effets liés aux variations de périmètre résultant principalement de la comptabilisation de *goodwills* dégagés respectivement sur les acquisitions de Powerlines Group GmbH (160 millions d'euros), d'OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co (137 millions d'euros), de Compañía Americana de Multiservicios (78 millions d'euros), du groupe Houat chez CN'Air (77 millions d'euros) et Pierre Guerin (69 millions d'euros), et de (ii) la comptabilisation d'une perte de valeur de 108 millions d'euros au titre de la cession des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

13.2 Informations sur les UGT *goodwill*

Le tableau ci-dessous présente le montant du *goodwill* des UGT «significatives» au 31 décembre 2019 :

En millions d'euros	Secteur reportable	31 déc. 2019
UGT SIGNIFICATIVES		
Benelux	Reste de l'Europe	4 260
GRDF	Infrastructures France	4 009
France Renouvelables	France hors Infrastructures	1 194
Royaume-Uni	Reste de l'Europe	1 115
AUTRES UGT IMPORTANTES		
France BtoB	France hors Infrastructures	1 052
France BtoC	France hors Infrastructures	1 046
Amérique du Nord	États-Unis & Canada	986
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Reste de l'Europe	818
GRTgaz	Infrastructures France	614
Génération Europe	Reste de l'Europe	521
AUTRES UGT		**3 051**
TOTAL		**18 665**

13.3 Tests de pertes de valeur des UGT *goodwill*

Toutes les UGT *goodwill* font l'objet d'un test de pertes de valeur réalisé sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 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.

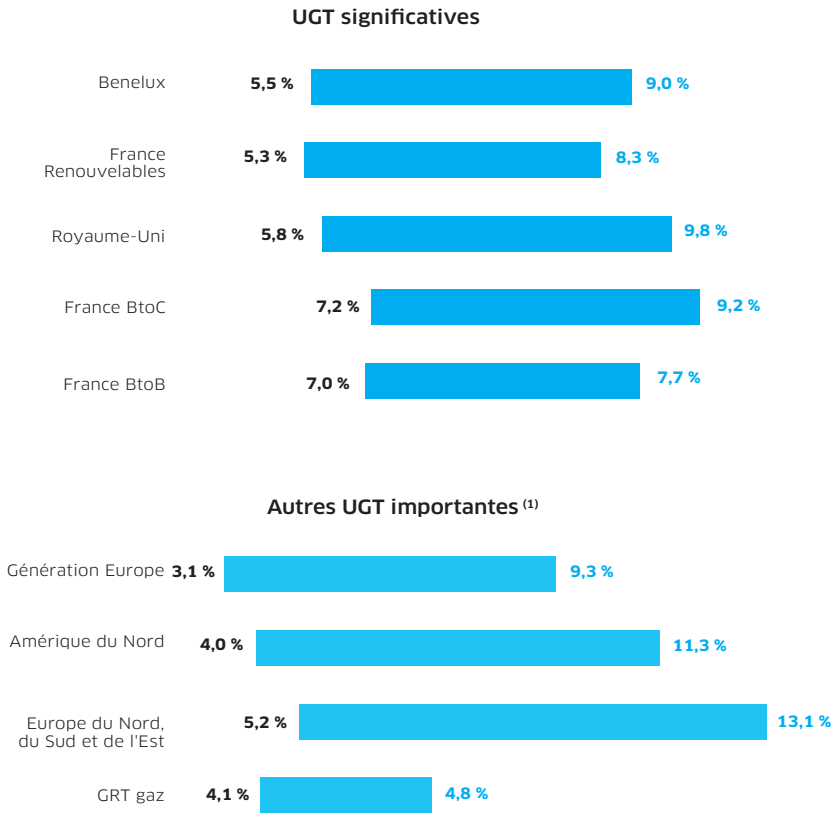
Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2023-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en décembre 2019 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 ;
- 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 neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le «pacte vert pour l'Europe» présenté en décembre 2019. 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Taux d'actualisation

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, marchés, pays et devises liés à chaque UGT *goodwill* examinée. Les taux d'actualisation retenus sont cohérents avec les sources externes d'informations disponibles. Les taux après impôts retenus en 2019 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 3,1% et 13,1% (entre 3,7% et 11,3% en 2018). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés ci-après :



(1) Les méthodes de valorisation utilisées correspondent au DCF (actualisation des flux futurs de trésorerie ou *Discounted Cash Flows method)* et au DDM (actualisation des dividendes ou *Discounted Dividend Model).*

13.3.1 UGT significatives

Cette section présente la méthode de détermination de la valeur d'utilité, les hypothèses clés sous-tendant la valorisation, ainsi que les analyses de sensibilité concernant les tests de pertes de valeur des UGT *goodwill* significatives du Groupe au 31 décembre 2019.

13.3.1.1 UGT Benelux

Le montant du *goodwill* affecté à cette UGT est de 4 260 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Benelux regroupe les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg (i) de production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de champs éoliens, (ii) de commercialisation de gaz naturel et d'électricité et (iii) d'activités de services à l'énergie, ainsi que les droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France.

Présentation des hypothèses clés du test de pertes de valeur

Les prévisions de flux de trésorerie de cette UGT reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix à long terme des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande d'électricité et de gaz, l'évolution des prix de l'électricité, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre régulatoire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires (1)
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée d'utilité de 50 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 3 et Tihange 2, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée de 40 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 4 et Tihange 3, prolongation de l'exploitation de ce parc sur une période de 20 ans.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.
Activités de commercialisation et de services à l'énergie	Projection des flux de trésorerie sur la durée du plan d'affaires à moyen terme puis application d'une valeur de sortie sur le flux de trésorerie normatif avec un taux de croissance long terme de 1,9%.

(1) Hypothèses identiques à celles au 31 décembre 2018.

Les hypothèses les plus structurantes concernant le cadre régulatoire belge portent sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge.

Le test de pertes de valeur intègre la prolongation de 10 ans jusqu'en 2025 des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de leur prolongation et les nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire applicables aux réacteurs de seconde génération (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) jusqu'à leur 40e année d'exploitation, telles que définies dans la loi adoptée le 29 décembre 2016.

Par ailleurs, le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40e année d'exploitation ont été réaffirmés par la loi du 18 juin 2015, et par le pacte énergétique approuvé par le gouvernement le 30 mars 2018. Ce pacte est complété par une stratégie énergétique fédérale articulée autour de quatre objectifs concernant la sécurité d'approvisionnement, l'impact sur le climat, l'impact sur les prix de l'énergie et la sécurité des installations. Un comité de monitoring est mis en place pour apprécier l'atteinte de ces objectifs, et fera, le cas échéant, des recommandations aux instances politiques pour procéder à des mesures correctives.

Cependant, compte tenu (i) de la prolongation des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 au-delà de 40 ans, (ii) de la part importante de la production nucléaire dans le mix énergétique belge, (iii) de l'absence de plan industriel suffisamment détaillé et attractif pour inciter les acteurs de l'énergie à investir dans des capacités thermiques de substitution et (iv) des objectifs de réduction des émissions de CO_2, le Groupe considère qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. En conséquence, le Groupe retient dans son calcul de la valeur d'utilité une hypothèse de prolongation de 20 ans de la moitié de son parc d'unités de seconde génération, tout en tenant compte d'un mécanisme de contribution nucléaire au profit de l'État belge. Si les circonstances décrites ci-dessus devaient évoluer dans le futur, le Groupe pourrait être amené à adapter ses scénarios industriels en conséquence.

En France, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a autorisé la réalisation d'une quatrième visite décennale pour la centrale nucléaire de Tricastin, permettant ainsi une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation de ces réacteurs. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années de ses contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires de Tricastin et Chooz B qui arrivent à échéance respectivement en 2021 et 2037. Cette hypothèse de prolongation était déjà considérée en 2018, le Groupe considérant, en cohérence avec son scénario de référence sur l'évolution du mix énergétique français, qu'une extension de la durée d'exploitation de ces réacteurs constituait le scénario le plus crédible et le plus probable.

Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2019, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* est supérieure à sa valeur nette comptable. Le Groupe a par ailleurs comptabilisé des pertes de valeur sur des unités nucléaires pour un montant de 1 022 millions d'euros (*cf. Note 9.1 «Pertes de valeur»*), dont 638 millions d'euros au titre des actifs de démantèlement des unités non prolongeables reconnus suite à la révision triennale des provisions nucléaires (*cf. Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»*).

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 0,5 milliard d'euros. Inversement, l'augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh, aurait un impact positif sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 54% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 57% sur ce calcul.

Différentes configurations transformantes ont été examinées concernant la production d'énergie nucléaire en Belgique :

- la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille en 2025 à l'issue des 50 années d'exploitation de Tihange 1, Doel 1, Doel 2 et des 40 années d'exploitation des unités de seconde génération aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test ; la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 1,5 milliard d'euros ;
- en cas de prolongation de 10 ans de la durée de la moitié du parc des réacteurs de seconde génération, suivie de la disparition de toute composante nucléaire, la valeur recouvrable deviendrait inférieure à la valeur comptable et le risque de dépréciation s'élèverait alors à 0,6 milliard d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

13.3.1.2 UGT GRDF

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT GRDF regroupe les activités régulées de distribution de gaz naturel en France.

La valeur terminale retenue dans le calcul de la valeur d'utilité correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2025. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée à un taux égal au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 6» qui entrera en vigueur à partir du 1er juillet 2020 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements acceptés par la CRE dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 5.

Compte tenu du caractère régulé des activités regroupées au sein de l'UGT GRDF, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur.

13.3.1.3 UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 194 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT France Renouvelables regroupe les activités de développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France (hydraulique, éolien, photovoltaïque).

La détermination de la valeur terminale pour le calcul de la valeur d'utilité a été réalisée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution post-horizon liquide des prix de vente de l'électricité.

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, ainsi que sur les modalités d'une éventuelle prolongation.

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.

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique aurait un impact négatif de 73% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable de l'UGT demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10 €/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 71% sur ce calcul.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 48% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 65% sur ce calcul.

Une absence de renouvellement de la concession hydroélectrique de la Compagnie Nationale du Rhône au-delà de 2023 aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test ; la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 1,3 milliard d'euros.

13.3.1.4 UGT Royaume-Uni

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 115 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Royaume-Uni regroupe les activités (i) de production d'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, éolienne et solaire), (ii) de commercialisation de gaz et d'électricité et (iii) de services auprès des clients particuliers et professionnels au Royaume-Uni.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période 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 sur l'horizon post-liquide.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 52% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 40% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les actifs de production électrique aurait un impact négatif de 21% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 21% sur ce calcul.

13.3.2 Autres UGT importantes

13.3.2.1 UGT Amérique du Nord

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 986 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Amérique du Nord regroupe principalement :

- au Canada : les activités (i) de production d'électricité d'origines renouvelables (éoliennes et biomasse) et (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels ;
- aux États-Unis : les activités de (i) commercialisation de gaz et d'électricité, (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels et (iii) production d'électricité d'origine thermique ;
- à Porto Rico : un investissement dans EcoElectrica, un ensemble industriel clé dans l'économie de Porto Rico (*cf.* Note 3.2 «Participations dans les coentreprises») – Nota : En dépit de la situation financière difficile de Porto Rico, le Groupe ne dispose pas au 31 décembre 2019 d'informations le conduisant à modifier ses hypothèses d'évaluation de sa quote-part dans ces actifs.

Les activités de production d'énergie électrique d'origine éolienne et solaire acquises en 2018 aux États-Unis constituent une UGT *goodwill* indépendante.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités de services et de commercialisation d'énergie sur la base de multiples d'EBITDA.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des marges captées sur l'horizon post-liquide.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif sur ce calcul.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Une diminution de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 18% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 18% sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de services aurait un impact négatif de 8% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 8% sur ce calcul.

13.3.2.2 UGT Génération Europe

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 521 millions d'euros au 31 décembre 2019. L'UGT Génération Europe regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2020 et plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de trois ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution post-horizon liquide du prix du CO2, des combustibles et de l'électricité.

Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2019, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Génération Europe est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 15% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 18% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact négatif de 24%, sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 24% sur ce calcul.

13.3.2.3 Autres UGT *goodwill* importantes

Les autres UGT *goodwill* importantes présentent des marges importantes entre leur valeur recouvrable et leur valeur nette comptable au 31 décembre 2019.

13.4 Répartition sectorielle

La répartition par secteur reportable de la valeur comptable des *goodwill* s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	3 705
Infrastructures France	5 006
Reste de l'Europe	6 713
Amérique Latine	820
États-Unis & Canada	1 103
Moyen-Orient, Asie & Afrique	741
Autres	576
TOTAL	**18 665**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 14 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	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	50

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur annuel.

Risque de perte de valeur

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.

Indices de perte de valeur

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 principaux indices de perte de valeur externes et internes sont présentés en Note 13 «*Goodwill*».

Pertes de valeur

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou 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.

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des UGT dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

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.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat

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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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.

14.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2018 [1]	**3 753**	**2 719**	**11 000**	**17 472**
IFRS 16 (*cf. Note 1*)	(12)	-	-	(12)
Au 1er janvier 2019 y compris IFRS 16	**3 741**	**2 719**	**11 000**	**17 460**
Acquisitions	152	-	1 120	1 271
Cessions	(13)	(17)	(135)	(165)
Écarts de conversion	(3)	-	36	33
Variations de périmètre	(26)	-	5	(21)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	2	2
Autres variations	(14)	160	(43)	103
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**3 838**	**2 862**	**11 984**	**18 684**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2018 [1]	**(1 550)**	**(2 087)**	**(7 117)**	**(10 754)**
IFRS 16 (*cf. Note 1*)	5	-	-	5
Au 1er janvier 2019 y compris IFRS 16	**(1 545)**	**(2 087)**	**(7 117)**	**(10 749)**
Dotations aux amortissements	(138)	(65)	(741)	(943)
Pertes de valeur	(14)	-	(128)	(142)
Cessions	12	17	62	91
Écarts de conversion	1	-	(20)	(19)
Variations de périmètre	26	-	119	145
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	-	-
Autres variations	2	-	(31)	(29)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(1 656)**	**(2 135)**	**(7 855)**	**(11 646)**
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2018 [1]	**2 204**	**632**	**3 883**	**6 718**
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 182**	**727**	**4 129**	**7 038**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

En 2019 l'augmentation nette du poste «Immobilisations incorporelles» s'explique essentiellement par des investissements pour un total de 1 271 millions d'euros, partiellement compensés par des amortissements pour un total de 943 millions d'euros. La variation de périmètre totale de 124 millions d'euros est relative principalement aux acquisitions de la société OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co pour 26 millions d'euros, de la société de services énergétiques Conti en Amérique du Nord pour 34 millions d'euros et la société Certinergy pour 51 millions d'euros.

14.1.1 Pertes de valeur

Les pertes de valeur concernent principalement la relation clients BtoC en France suite à l'adoption de la loi actant la fin des tarifs réglementés de vente et la hausse du taux d'attrition du portefeuille pour 111 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

14.1.2 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 dans le cadre 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 actifs 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 de capacités de production virtuelle (VPP – *Virtual Power Plant*) en Italie.

14.1.3 Autres

Au 31 décembre 2019, ce poste comprend principalement 1 218 millions d'euros de logiciels et licences, 636 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 2 007 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.

14.2 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 frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 189 millions d'euros pour l'exercice 2019, dont 23 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 15 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

Jusqu'au 31 décembre 2018, seuls les contrats de location-financement au sens d'IAS 17 – *Contrats de location* étaient, lorsque le Groupe est preneur, comptabilisés à l'actif du bilan. Un contrat de location était qualifié de contrat de location-financement lorsque la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif étaient transférés au preneur.

Comme indiqué dans la Note 1.1.1 «Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2019», le Groupe applique, depuis le 1er janvier 2019, la norme IFRS 16 – *Contrats de location* pour la comptabilisation des contrats de location dans lesquels il est preneur.

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 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Gaz coussin

Le gaz «coussin», injecté 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 (*cf. Note 24.2 «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
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. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à compter de leur date de mise en service, à l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

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 de ce dernier. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que celles des immobilisations corporelles mentionnées ci-dessus.

Risque de perte de valeur

Voir Note 14 «Immobilisations incorporelles».

Indices de perte de valeur

Voir Note 13 «*Goodwill*».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

15.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de déman-tèlement	Immobi-lisations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
VALEUR BRUTE									
Au 31 décembre 2018 (1)	**671**	**5 676**	**81 615**	**419**	**2 444**	**5 469**	**-**	**1 015**	**97 309**
IFRS 16 (*cf. Note 1*)	-	(230)	(1 161)	(2)	-	-	3 402	223	2 233
Au 1er janvier 2019 y compris IFRS 16	**670**	**5 446**	**80 455**	**417**	**2 444**	**5 469**	**3 402**	**1 239**	**99 541**
Acquisitions /Augmentations	6	26	596	55	1 124	4 801	539	102	7 250
Cessions	(18)	(61)	(371)	(19)	-	(18)	(78)	(47)	(611)
Écarts de conversion	1	29	73	1	1	51	22	7	186
Variations de périmètre	2	(308)	(3 924)	17	(56)	(41)	(43)	21	(4 332)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(2)	-	(100)	-	-	(276)	-	-	(378)
Autres variations	38	357	5 129	(4)	(17)	(5 815)	40	94	(178)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**698**	**5 490**	**81 857**	**467**	**3 496**	**4 172**	**3 882**	**1 417**	**101 478**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR									
Au 31 décembre 2018 (1)	**(130)**	**(3 175)**	**(42 270)**	**(290)**	**(1 418)**	**(367)**	**-**	**(742)**	**(48 392)**
IFRS 16 (*cf. Note 1*)	-	83	222	-	-	-	(356)	(33)	(85)
Au 1er janvier 2019 y compris IFRS 16	**(130)**	**(3 092)**	**(42 049)**	**(289)**	**(1 418)**	**(367)**	**(356)**	**(775)**	**(48 476)**
Dotations aux amortissements	(8)	(124)	(2 630)	(49)	(161)	-	(468)	(114)	(3 554)
Pertes de valeur	(2)	(12)	(729)	(1)	(662)	(35)	(91)	(1)	(1 532)
Cessions	3	53	273	16	-	2	65	42	455
Écarts de conversion	-	(3)	(49)	(1)	(1)	-	(3)	(1)	(58)
Variations de périmètre	2	302	3 077	(5)	38	1	7	(8)	3 414
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	7	-	-	-	-	-	7
Autres variations	-	(119)	377	9	(19)	43	(22)	(44)	225
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(134)**	**(2 995)**	**(41 722)**	**(320)**	**(2 223)**	**(357)**	**(868)**	**(901)**	**(49 520)**
VALEUR NETTE COMPTABLE									
Au 31 décembre 2018 (1)	**541**	**2 501**	**39 345**	**129**	**1 026**	**5 102**	**-**	**273**	**48 917**
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**564**	**2 495**	**40 135**	**147**	**1 273**	**3 815**	**3 014**	**515**	**51 958**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En 2019, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 5 587 millions d'euros concernent principalement des constructions et des développements de champs éoliens et solaires aux États-Unis, en Amérique Latine et en Inde, ainsi que des extensions de réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures France ;
- des variations de périmètre pour -918 millions d'euros résultant principalement d'opérations de DBSO [(1)] dans l'éolien et le solaire aux États-Unis (-234 millions d'euros), au Mexique (-137 millions d'euros) et en France (-195 millions d'euros), de la vente des parcs solaires en exploitation de la société Langa (-256 millions d'euros), et de la vente des centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas (-280 millions d'euros) partiellement compensées par l'acquisition d'un projet biométhane en France (+92 millions d'euros) ;
- des effets de change de 128 millions d'euros provenant essentiellement du dollar américain (+129 millions d'euros), de la livre sterling (+87 millions d'euros) et du réal brésilien (-75 millions d'euros) ;
- partiellement compensés par des dotations aux amortissements pour un total de -3 554 millions d'euros ;
- le classement en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» des parcs solaires au Mexique (-285 millions d'euros) et des actifs dans les énergies renouvelables en France (-87 millions d'euros) ;
- et des pertes de valeurs s'élevant à -1 532 millions d'euros portant essentiellement sur :
  - les actifs nucléaires non prolongeables en Belgique pour -1 022 millions d'euros (*cf. Note 9.1.1 «Pertes de valeur comptabilisées en 2019»*),
  - la cession de plusieurs centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas pour -148 millions d'euros (dont -108 millions d'euros imputés sur l'intégralité du *goodwill* alloué aux «actifs destinés à être cédés» et -40 millions d'euros sur les immobilisations),
  - des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine pour -165 millions d'euros suite aux engagements d'arrêt anticipé et de conversion de ces unités,
  - des turbines gaz vapeur dans le secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique dont la mise sous cocon est programmée suite au contexte économique défavorable pour -135 millions d'euros.

15.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 2 261 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 1 298 millions d'euros au 31 décembre 2018.

L'augmentation nette porte principalement sur les actifs thermiques et éoliens au Brésil pour 950 millions d'euros et sur les actifs renouvelables en France pour 46 millions d'euros.

15.3 Engagements contractuels d'acquisition 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 matériel 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 1 384 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 1 415 millions d'euros au 31 décembre 2018.

15.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 106 millions d'euros au titre de l'exercice 2019 contre 134 millions d'euros au titre de l'exercice 2018.

(1) Develop, Build, Share & Operate.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 16 Instruments financiers

16.1 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.

Lors de chaque clôture, les actifs financiers évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres (recyclable) font l'objet d'un test de dépréciation basé sur la méthode d'estimation des pertes de crédit attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions normatives 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. 2019			31 déc. 2018		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	16.1	7 022	2 546	9 567	6 193	2 290	8 483
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*921*	*-*	*921*	*742*	*-*	*742*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*377*	*-*	*377*	*365*	*-*	*365*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres (1)		*1 072*	*77*	*1 149*	*1 108*	*840*	*1 947*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*871*	*397*	*1 268*	*600*	*233*	*832*
Prêts et créances au coût amorti		*3 782*	*2 072*	*5 854*	*3 378*	*1 218*	*4 596*
Créances commerciales et autres débiteurs	7.2	-	15 180	15 180	-	15 613	15 613
Actifs de contrats	7.2	15	7 816	7 831	-	7 411	7 411
Trésorerie et équivalents de trésorerie (1)		-	10 519	10 519	-	8 700	8 700
Instruments financiers dérivés	16.4	4 137	10 134	14 272	2 693	10 679	13 372
TOTAL		**11 174**	**46 194**	**57 369**	**8 886**	**44 692**	**53 578**

(1) En 2019, le Groupe a modifié la présentation comptable de certains actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net afin de refléter la politique de gestion des placements et du risque de liquidité du Groupe et a procédé au reclassement de ces derniers en équivalents de trésorerie pour un montant de 619 millions d'euros au 31 décembre 2019. Cette modification est sans incidence sur l'endettement financier net.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.1.1 Autres actifs financiers

16.1.1.1 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 côtés et ceux non côtés, 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 2018	**742**	**365**	**1 107**
Acquisitions	226	170	396
Cessions	(111)	(24)	(135)
Variations de juste valeur	92	(23)	69
Variations de périmètre, change et divers	(28)	(112)	(140)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**921**	**377**	**1 297**
Dividendes	65	7	72

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 222 millions d'euros d'instruments cotés et 1 075 millions d'euros d'instruments non cotés. Ils comprennent principalement la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour un montant de 478 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.1.1.2 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 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.

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 2018	**1 025**	**922**	**525**	**307**	**2 779**
Acquisitions	647	10	430	197	1 284
Cessions	(617)	(306)	(269)	-	(1 193)
Variations de juste valeur	102	-	75	3	181
Variations de périmètre, change et divers [1]	(20)	(614)	-	-	(634)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**1 138**	**11**	**761**	**507**	**2 417**

(1) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»).

Les instruments de dette à la juste valeur comprennent au 31 décembre 2019 les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 1 846 millions d'euros et des instruments liquides venant en réduction l'endettement financier net pour 518 millions d'euros (respectivement 1 492 millions d'euros et 1 229 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.1.1.3 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 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 17 "Risques liés aux instruments financiers en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie".

	31 déc. 2019			31 déc. 2018		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées	2 293	172	2 465	1 498	121	1 619
Autres créances au coût amorti	302	1 697	1 998	675	940	1 614
Créances de concessions	588	65	653	544	68	612
Créances de location financement	599	138	738	661	89	750
TOTAL	**3 782**	**2 072**	**5 854**	**3 378**	**1 218**	**4 596**

Les prêts et créances au coût amorti comprennent notamment le prêt accordé à Neptune Energy dans le cadre de la cession des activités d'exploration-production d'un montant de 311 millions d'euros ainsi que le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 d'un nominal de 298 millions d'euros (avant prise en compte des intérêts capitalisés et de pertes de valeurs attendues) pour la première tranche et de 433 millions d'euros pour la seconde tranche.

Les dépréciations et pertes de valeur attendues sur prêts et créances au coût amorti s'élèvent à 139 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 319 millions d'euros au 31 décembre 2018) et comprennent notamment la dépréciation de la créance sur l'État argentin portant sur la concession d'Aguas Provinciales de Santa Fe, revenant à SUEZ (*cf. Note 25.4.1 "Concessions de Buenos Aires et Santa Fe"*) :

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 2019	233	(38)	4
Au 31 décembre 2018	263	(21)	(41)

Au 31 décembre 2019, comme au 31 décembre 2018, le Groupe n'a pas enregistré de variation significative des pertes de valeur attendues sur les prêts et créances au coût amorti.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Créances de location financement

Ces contrats relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats d'achat/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.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch – Pakistan) et Lanxess (Electrabel – Belgique).

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Paiements minimaux non actualisés	878	919
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	8	27
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	**886**	**946**
Produits financiers non acquis	**94**	**170**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**792**	**777**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*787*	*758*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*6*	*19*

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. 2019	31 déc. 2018
Au cours de la 1re année	118	182
De la 2e à la 5e année comprise	470	420
Au-delà de la 5e année	290	317
TOTAL	**878**	**919**

16.1.2 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».

16.1.3 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.

Les différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 10 519 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 8 700 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des «obligations vertes» (*cf. chapitre 5 du Document D'enregistrement Universel*) et non encore alloués à des projets éligibles.

Il comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 86 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 121 millions d'euros au 31 décembre 2018. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 63 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» au 31 décembre 2019 s'établit à 76 millions d'euros contre 73 millions d'euros en 2018.

16.1.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées

Comme indiqué dans la Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire», la loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, 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 la gestion des matières fissiles irradiées.

En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit. La partie des fonds qui ne fait pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est investie dans des actifs dédiés à la couverture des provisions.

Dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires par la Commission des Provisions Nucléaires *(cf. Note 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»)*, Electrabel a pris l'engagement de ne plus contracter de nouveau prêt au titre des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et de rembourser, d'ici 2025, l'intégralité des prêts contractés à ce titre.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Synatom investira donc au cours des 5 prochaines années dans des actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de gestion des matières fissiles irradiées, à due concurrence du montant des provisions correspondantes, soit environ 6 milliards d'euros de plus que les actifs dédiés à ces provisions au 31 décembre 2019, augmentés des dotations annuelles récurrentes liées à la désactualisation de ces provisions et aux quantités supplémentaires de combustibles consommées.

Les actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles sont soit des prêts à des personnes morales répondant aux critères de «qualité de crédit» imposés par la loi, soit placés dans des actifs extérieurs aux exploitants nucléaires dans le respect d'une suffisante diversification et répartition des investissements afin de minimiser le risque. Les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir font l'objet d'avis de la Commission des Provisions Nucléaires. Synatom s'est engagée en outre à développer une Direction investissements, à nommer deux administrateurs externes au sein de son Conseil d'Administration et à instaurer un comité d'audit.

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. 2019	31 déc. 2018
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	**467**	**512**
Prêt à Eso/Elia	453	454
Prêt à Ores Assets	-	40
Prêt à Sibelga	14	18
Autres prêts et créances au coût amorti	**85**	**163**
Instruments de dette – trésorerie soumise à restriction	85	163
Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**2 054**	**1 539**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	207	47
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 138	1 025
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	709	467
TOTAL	**2 606**	**2 214**

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie soumise à restriction des OPCVM sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que «Prêts et créances au coût amorti» ; les obligations et OPCVM détenus par Synatom sont présentés en instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres, instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres ou en instruments de dette à la juste valeur par résultat *(cf. Note 16.1 «Actifs financiers»)*.

16.1.5 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2019, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post-transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de la situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant une implication continue dans ces actifs financiers, sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

En 2019, le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'encours au 31 décembre 2019 s'élève à 944 millions d'euros.

16.1.6 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	4 471	3 447

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.2 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 2019 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2019			31 déc. 2018 (1)		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts		30 002	8 543	38 544	26 434	5 745	32 178
Fournisseurs et autres créanciers	16.2	-	19 109	19 109	-	19 759	19 759
Passifs de contrats	7.2	45	4 286	4 330	36	3 598	3 634
Instruments financiers dérivés	16.4	5 129	10 446	15 575	2 785	11 510	14 295
Autres passifs financiers		38	-	38	46	-	46
TOTAL		**35 213**	**42 383**	**77 596**	**29 301**	**40 612**	**69 913**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

16.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Fournisseurs	18 683	19 192
Dettes sur immobilisations	426	568
TOTAL	**19 109**	**19 759**

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

16.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 «Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.3 Endettement financier net

16.3.1 Endettement financier net par nature

	31 déc. 2019			31 déc. 2018 [1]		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts						
Emprunts obligataires	23 262	2 753	26 015	21 444	1 202	22 645
Emprunts bancaires	4 229	1 063	5 292	4 272	349	4 620
Titres négociables à court terme		3 233	3 233		2 894	2 894
Dettes de location [2]	1 935	578	2 512	262	118	380
Autres emprunts [3]	576	668	1 244	456	718	1 174
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		247	247		464	464
TOTAL EMPRUNTS	**30 002**	**8 543**	**38 544**	**26 434**	**5 745**	**32 178**
Autres actifs financiers						
Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [4]	(213)	(1 289)	(1 502)	(288)	(1 694)	(1 982)
Trésorerie et équivalents de trésorerie						
Trésorerie et équivalents de trésorerie [5]		(10 519)	(10 519)		(8 700)	(8 700)
Instruments financiers dérivés						
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [6]	(521)	(83)	(604)	(419)	24	(395)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**29 267**	**(3 348)**	**25 919**	**25 727**	**(4 625)**	**21 102**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) Au 31 décembre 2018, l'encours des dettes de location correspond aux dettes de location-financement.
(3) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur.
(4) Comprend notamment les actifs liés au financement, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif.
(5) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»). Ce reclassement est sans impact sur l'endettement financier net.
(6) 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 2019 à 38 893 millions d'euros pour une valeur comptable de 35 057 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 10 «Résultat financier».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

En millions d'euros	31 déc. 2018 (1)	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. 2019
Emprunts							
Emprunts obligataires	22 645	3 210	-	-	170	(10)	26 015
Emprunts bancaires	4 620	705	-	-	13	(46)	5 292
Titres négociables à court terme	2 894	317	-	-	22	-	3 233
Dettes de location (2)	380	(551)	-	-	9	2 674	2 512
Autres emprunts	1 174	133	-	66	19	(147)	1 244
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	464	(150)	-	-	(2)	(65)	247
TOTAL EMPRUNTS	**32 178**	**3 664**	**-**	**66**	**231**	**2 405**	**38 544**
Autres actifs financiers							
Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net (3)	(1 982)	(135)	-	(8)	2	620	(1 502)
Trésorerie et équivalents de trésorerie							
Trésorerie et équivalents de trésorerie (3)	(8 700)	-	(1 306)	-	(34)	(479)	(10 519)
Instruments financiers dérivés							
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	(395)	(75)	-	25	(155)	(5)	(604)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**21 102**	**3 454**	**(1 306)**	**83**	**45**	**2 542**	**25 919**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

(2) Dettes de location : le montant de 551 millions d'euros dans la colonne «Flux issus des activités de financement» correspond aux paiements des dettes de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à 590 millions d'euros dont 39 millions d'euros d'intérêts). Le montant dans la colonne «Variations de périmètre et Autres» provient principalement de la première application de la norme IFRS 16.

(3) Trésorerie d'équivalents de trésorerie : le montant dans la colonne «Variations de périmètre et Autres» provient principalement du reclassement de 619 millions d'euros d'actifs financiers de la rubrique d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.3.3 Description des principaux événements de la période

16.3.3.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours de l'année 2019, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 45 millions d'euros, dont +88 millions d'euros sur la dette en dollar américain et compensés par -36 millions d'euros sur le real brésilien et -20 millions d'euros sur la livre sterling.

Les variations de périmètre (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une augmentation nette de 78 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 3 094 millions d'euros, incluant notamment la cession de la participation dans la société Glow, de centrales à charbon aux Pays-Bas et en Allemagne ainsi que d'actifs détenus par la société Langa (*cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019»*) ;
- du classement en «Actifs destinés à être cédés» des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique et des actifs de production de gaz vert en exploitation en France (*cf. Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés»*) se traduisant par une diminution de l'endettement financier net de 26 millions d'euros ;
- des acquisitions réalisées en 2019 qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 3 198 millions d'euros portant principalement sur l'acquisition au Brésil d'une participation de 90% dans la société Transportadora Associada de Gás (TAG), en Amérique du Nord avec l'acquisition de Conti et en Allemagne avec l'acquisition de la société OTTO Luft-und Klimatechnik GmbH & Co (*cf. Note 4.3 «Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2019»*).

16.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2019 :

- le 21 juin 2019, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 1,5 milliard d'euros :
  - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 0,375% arrivant à échéance en juin 2027,
  - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 1,375% arrivant à échéance en juin 2039 ;
- le 4 septembre 2019, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 750 millions d'euros portant un coupon de 0% et arrivant à échéance en mars 2027 ;
- le 24 octobre 2019, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 1,5 milliard d'euros :
  - une tranche de 900 millions d'euros, émission obligataire verte, portant un coupon de 0,5% arrivant à échéance en octobre 2030,
  - une tranche de 600 millions d'euros portant un coupon de 1,25% arrivant à échéance en octobre 2041 ;
- ENGIE SA a procédé au remboursement de l'emprunt obligataire de 775 millions d'euros portant un coupon de 6,875% et arrivé à échéance le 24 janvier 2019 ;
- ENGIE SA a notifié le 5 décembre 2018 l'exercice de l'option annuelle de remboursement et reconnu en dette financière la tranche de 300 millions de livres sterling de titres super-subordonnés à durée indéterminée (soit un montant de 352 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 340 millions d'euros, portant un coupon de 4,625%. ENGIE SA a procédé au remboursement le 10 janvier 2019 ;
- ENGIE Brasil Energia a émis le 21 mai 2019 un emprunt obligataire pour un montant de 2 500 millions de real brésilien (547 millions d'euros) arrivant à échéance en novembre 2020 ;
- Le 15 juillet 2019, ENGIE Brasil Energia a procédé à un refinancement obligataire :
  - émission d'un emprunt obligataire composé de quatre tranches pour un montant de 1 596 millions de real brésilien (360 millions d'euros) : deux tranches pour un montant total de 952 millions de real brésilien arrivant à échéance en juillet 2026 et deux tranches pour un montant total de 644 millions de real brésilien arrivant à échéance en juillet 2029,
  - remboursement partiel de l'emprunt obligataire émis le 21 mai dernier pour un montant de 1 500 millions de real brésilien (338 millions d'euros) et arrivant à échéance en novembre 2020 ;
- ENGIE Brasil Energia a souscrit le 17 mai 2019 à trois emprunts bancaires d'un montant total de 252 millions d'euros arrivant à échéance en mai 2022 comprenant deux emprunts d'un montant total de 150 millions de dollars américains et un emprunt d'un montant de 534 millions de real brésilien.
- ENGIE Brasil Energia a souscrit le 26 novembre 2019 à des emprunts bancaires d'un montant total de 263 millions d'euros arrivant à échéance en décembre 2038 comprenant dix-huit emprunts d'un montant total de 1 197 millions de real brésilien.
- ENGIE Brasil Energia a souscrit le 30 novembre 2019 à un emprunt bancaire d'un montant total de 795 millions de real brésilien (176 millions d'euros) et arrivant à échéance en janvier 2036.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.4 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 (*cf. Note 17 «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.

Dérivés incorporés

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits «incorporés» sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat hybride comprenant également un contrat hôte non dérivé, qui a pour effet de faire varier certains des flux de trésorerie de l'instrument composé d'une manière similaire à un dérivé autonome.

Lorsqu'un contrat hybride comporte un contrat hôte qui est un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le Groupe applique les principes de présentation et d'évaluation décrits au paragraphe 17.1 à l'intégralité du contrat hybride.

À l'inverse, lorsque le contrat hybride comporte un contrat hôte qui n'est pas un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le dérivé incorporé doit être séparé du contrat hôte et être comptabilisé en tant que dérivé si et seulement si :

- les caractéristiques économiques et les risques que présente le dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques que présente le contrat hôte ;
- un instrument autonome qui comporterait les mêmes conditions que le dérivé incorporé entrerait dans la définition d'un dérivé ; et
- le contrat hybride n'est pas évalué à la juste valeur avec comptabilisation des variations de la juste valeur en résultat net (c'est-à-dire qu'un dérivé qui est incorporé dans un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net n'est pas séparé).

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de la situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

	31 déc. 2019						31 déc. 2018					
	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	705	124	829	183	41	225	678	42	720	259	66	325
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	2 484	9 993	12 476	3 011	10 360	13 371	1 409	10 608	12 018	1 311	11 405	12 716
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [(1)]	949	17	966	1 934	45	1 980	606	28	634	1 215	38	1 254
TOTAL	**4 137**	**10 134**	**14 272**	**5 129**	**10 446**	**15 575**	**2 693**	**10 679**	**13 372**	**2 785**	**11 510**	**14 295**

(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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.4.1 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. 2019				31 déc. 2018			
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	13 121	12 476	(7 704)	4 772	12 588	12 018	(8 409)	3 609
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 795	1 795	(399)	1 397	1 354	1 354	(384)	970
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(14 015)	(13 371)	9 872	(3 499)	(13 285)	(12 716)	10 449	(2 267)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 204)	(2 204)	899	(1 305)	(1 579)	(1 579)	601	(978)

(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.

(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatérals et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

6

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

16.5.1 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. 2019				31 déc. 2018			
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)	3 714	2 069	-	1 645	3 887	1 554	-	2 332
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*921*	*222*	*-*	*698*	*742*	*62*	*-*	*680*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*377*	*-*	*-*	*377*	*365*	*-*	*-*	*365*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*1 149*	*1 138*	*-*	*11*	*1 947*	*1 025*	*-*	*922*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*1 268*	*709*	*-*	*559*	*832*	*467*	*-*	*365*
Instruments financiers dérivés	14 272	8	12 993	1 270	13 372	38	12 912	422
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*829*	*-*	*829*	*-*	*720*	*-*	*720*	*-*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management (1)	*3 521*	*-*	*2 928*	*593*	*2 075*	*-*	*2 036*	*39*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading (1)	*8 955*	*8*	*8 271*	*677*	*9 943*	*38*	*9 522*	*383*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*966*	*-*	*966*	*-*	*634*	*-*	*634*	*-*
TOTAL	**17 986**	**2 077**	**12 993**	**2 916**	**17 259**	**1 593**	**12 912**	**2 754**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 16.4 «Instruments financiers dérivés».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 2018	**680**	**922**	**365**	**365**	**2 332**
Acquisitions	43	10	170	231	455
Cessions	(73)	(306)	(24)	(42)	(446)
Variations de juste valeur	76	-	(23)	5	58
Variations de périmètre, change et divers [(1)]	(28)	(614)	(112)	-	(755)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**698**	**11**	**377**	**559**	**1 645**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					51

(1) Dont 619 millions d'euros d'actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net reclassés d'«Autres actifs financiers» en «Trésorerie et équivalents de trésorerie» (cf. Note 16.1 «Actifs financiers»).

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 2018	**(99)**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	178
Dénouements	(10)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	(29)
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**40**
Gains/(pertes) Day-One différés	49
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**89**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2019				31 déc. 2018			
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	6 510	-	6 510	-	5 358	-	5 358	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	32 382	22 763	9 620	-	28 293	19 028	9 265	-
Instruments financiers dérivés	15 575	102	14 292	1 181	14 295	26	13 764	505
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*225*	-	*225*	-	*325*	-	*325*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management (1)	*4 136*	-	*3 697*	*440*	*2 124*	-	*2 075*	*49*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading (1)	*9 234*	*102*	*8 391*	*741*	*10 592*	*26*	*10 110*	*456*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 980*	-	*1 980*	-	*1 254*	-	*1 254*	-
TOTAL	**54 468**	**22 865**	**30 422**	**1 181**	**47 946**	**19 054**	**28 387**	**505**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 16.4 «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 la 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 17 Risques liés aux instruments financiers

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 2 «Facteurs de risque» du Document d'Enregistrement Universel.

17.1 Risques de marché

17.1.1 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, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO_2 et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

17.1.1.1 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, charbon, vente d'énergies, stockage 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 *portfolio management* au 31 décembre 2019 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont 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 contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ (1)

		31 déc. 2019		31 déc. 2018	
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	40	234	60	-
Gaz naturel	+3 €/MWh	225	471	961	1
Électricité	+5 €/MWh	82	(47)	65	(26)
Charbon	+10 $US/ton	(2)	-	9	2
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	(89)	19	37	1
EUR/USD	+10%	(25)	(99)	67	(2)
EUR/GBP	+10%	33	-	87	-

(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.

La sensibilité des capitaux propres à la variation des prix du gaz et des produits pétroliers tient à l'application, depuis 2019, de la comptabilité de couverture de flux de trésorerie à certaines couvertures d'approvisionnements au sein des activités de commercialisation.

17.1.1.2 Activités de trading

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies pour des clients internes et externes ;
- au sein d'ENGIE SA au titre de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité et d'une partie de son portefeuille de contrats de ventes de gaz auprès des entités commercialisatrices en France et au Benelux et des centrales électriques en France et en Belgique.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 684 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 526 millions d'euros en 2018).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (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 de *trading* du Groupe.

VALUE AT RISK

En millions d'euros	31 déc. 2019	2019 moyenne (1)	Maximum 2019 (2)	Minimum 2019 (2)	2018 moyenne (1)
Activités de trading	12	14	26	6	10

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2019.

17.1.2 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 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. 2019				31 déc. 2018			
	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	2 484	1 037	(3 011)	(1 125)	1 409	666	(1 311)	(813)
Couverture de flux de trésorerie	*1 893*	*292*	*(1 953)*	*(557)*	*46*	*56*	*(61)*	*(129)*
Autres instruments financiers dérivés	*591*	*746*	*(1 058)*	*(568)*	*1 364*	*610*	*(1 249)*	*(684)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	8 955	-	(9 234)	-	9 943	-	(10 592)
TOTAL	**2 484**	**9 993**	**(3 011)**	**(10 360)**	**1 409**	**10 608**	**(1 311)**	**(11 405)**

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 des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

17.1.2.1 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. 2019				31 déc. 2018			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	1 814	235	(1 937)	(550)	20	15	(1)	(3)
Électricité	14	35	(9)	(5)	1	3	(44)	(120)
Charbon	-	1	(1)	-	7	3	-	-
Pétrole	51	-	-	-	-	-	-	-
Autres (1)	14	21	(6)	(2)	18	35	(16)	(6)
TOTAL	**1 893**	**292**	**(1 953)**	**(557)**	**46**	**56**	**(61)**	**(129)**

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Montants notionnels (nets) (1)

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

	Unité	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019
Gaz naturel	GWh	212 024	123 387	23 887	4 827	2 147	-	366 272
Électricité	GWh	(4 461)	(3 787)	(1 384)	-	-	-	(9 632)
Charbon	Milliers de tonnes	60	45	20	-	-	-	125
Produits pétroliers	Milliers de barils	-	(12 476)	(12 476)	(12 476)	(12 476)	-	(49 902)
Change	Millions d'euros	21	20	4	-	-	-	45
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	150	-	-	-	-	-	150

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

	31 déc. 2019				31 déc. 2018	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	2 184	(2 510)	(325)	4 967	(88)	(244)
TOTAL	**2 184**	**(2 510)**	**(325)**	**4 967**	**(88)**	**(244)**

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	4 967	(325)		(781)	-	-	Résultat des activités opérationnelles
	Éléments couverts			(744)				

(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 2019 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures.

MATURITÉ DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES DÉSIGNÉS COMME COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(266)	-	(26)	(18)	(16)	-	(326)	(88)

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 :

En millions d'euros	Couverture de flux de trésorerie Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières
Au 31 décembre 2018	**(71)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(781)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	-
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	1
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(837)**

17.1.2.2 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.

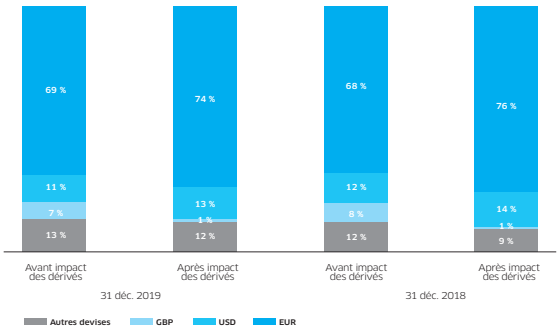
17.1.3 Risque de change

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, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

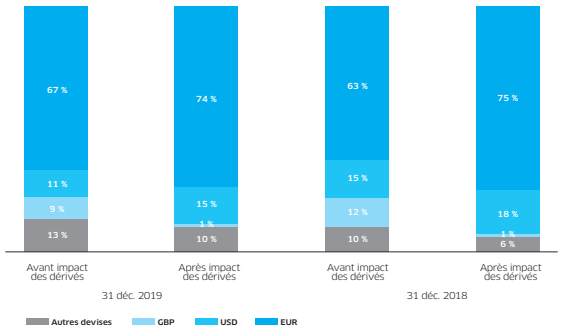
17.1.3.1 Instruments financiers par devise

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



Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.1.3.2 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 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. 2019		
		Impact sur le résultat	Impact sur les capitaux propres
En millions d'euros	+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]	(20)	20	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net [3]	NA	NA	216

(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.

17.1.4 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 la dette nette du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

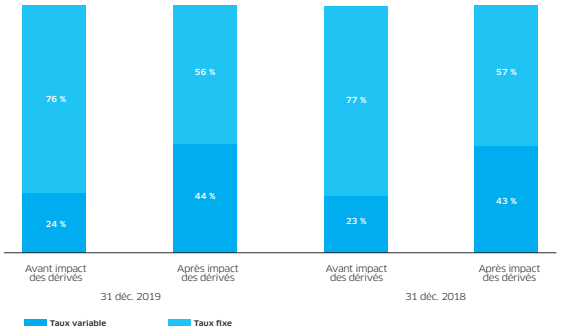
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2019, le Groupe dispose par ailleurs d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux d'intérêt à court terme en euros.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de précouvertures de taux d'intérêt à terme 2020 et 2021, sur des maturités respectives de 10 et 20/21 ans.

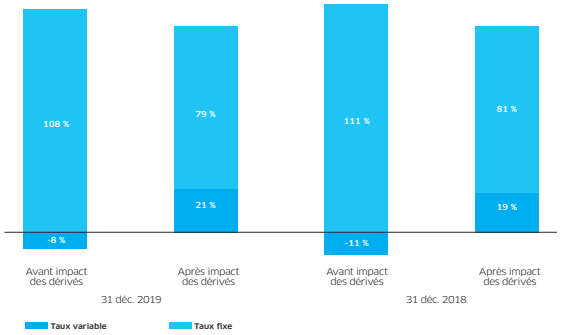
17.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

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



6

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.1.4.2 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 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.

	31 déc. 2019			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+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	(49)	48	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	78	(98)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	403	(513)

17.1.5 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

17.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe 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

  Le risque transactionnel lié aux opérations courantes désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations de change sur l'activité et les opérations financières libellées dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

  La gestion du risque transactionnel lié aux opérations courantes est intégralement déléguée à toutes les filiales pour leurs activités, tandis que les risques liés aux activités centrales sont gérés au niveau du siège.

  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». Les expositions sont suivies et gérées sur la base de la somme des flux de trésorerie nominaux en devises, y compris les montants hautement probables et les couvertures associées.

  Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes. Les expositions sont suivies sur la base de la somme nette des éléments FX inscrits au bilan.

- risque transactionnel lié aux projets

  Le risque transactionnel lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX sur des opérations majeures particulières, telles que des projets d'investissements, des acquisitions, des cessions et des projets de restructurations, mettant en jeu plusieurs devises.

  La gestion de ces risques FX comprend la définition et la mise en place de couvertures tenant compte de la probabilité de risque (y compris la probabilité de réalisation du projet) et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé. Le management a pour objectif de s'assurer de la viabilité et de la rentabilité des transactions.

- risque translationnel

  Le risque translationnel désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX pour les entités consolidées dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro, et concerne la conversion de leurs résultats et de leurs actifs nets.

  Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

  La pertinence de la couverture de ce risque translationnel 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 recourt essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- 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

17.1.5.2 Gestion du risque de taux

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 LIBOR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Dans le cadre de la réforme des taux d'intérêt de référence, le Groupe applique les modalités d'assouplissements permises par l'IASB via l'amendement à IFRS 7 et IFRS 9 (Phase 1) permettant de ne pas tenir compte des effets de la réforme des taux d'intérêt de référence dans l'appréciation du caractère hautement probable des flux d'intérêts couverts. Le Groupe continue de suivre l'état d'avancement du projet de l'IASB afin d'évaluer l'impact lié à la modification à venir des taux d'intérêt de référence (Phase 2). L'exposition du groupe sur la

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

qualification comme hautement probable des transactions couvertes porte essentiellement sur les changements attendus de l'indice de référence US Libor.

L'approche de la gestion du risque de taux d'intérêt applicable à l'échelle du Groupe est énoncée dans une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue les deux principales sources de risque de taux d'intérêt suivantes :

- risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe

  Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

  Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :
  - de protéger la viabilité à long terme des actifs ;
  - d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité ; et
  - de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

  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

  Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe «Risque de taux d'intérêt» plus haut).

  La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises 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 recourt essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

- 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 de 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.

17.1.5.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe recourt aux trois méthodes pour la comptabilité de couverture : couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net.

En règle générale, le Groupe redéfinit rarement les relations de couverture, ne désigne pas de composantes de risques spécifiques comme un élément couvert et ne désigne pas les expositions de crédit comme évaluées à la juste valeur par résultat.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les *swaps* de taux d'intérêt ou les opérations croisées de devises qui transforment la dette à taux fixe en dette à taux variable.

Les couvertures de flux de trésorerie sont principalement utilisées pour couvrir les flux de trésorerie futurs en devises, les dettes à taux variable et les besoins de refinancement futurs.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* FX et des contrats à terme.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2019				31 déc. 2018			
	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	705	124	(183)	(41)	678	42	(259)	(66)
Couverture de juste valeur	*530*	*81*	*(54)*	*(1)*	*521*	*1*	*(29)*	*(1)*
Couverture de flux de trésorerie	*55*	*-*	*(93)*	*(7)*	*24*	*-*	*(191)*	*-*
Dérivés non qualifiés de couverture	*120*	*43*	*(36)*	*(34)*	*133*	*42*	*(39)*	*(65)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	949	17	(1 934)	(45)	606	28	(1 215)	(38)
Couverture de flux de trésorerie	*25*	*-*	*(571)*	*(4)*	*21*	*1*	*(284)*	*(4)*
Couverture d'investissement net	*33*	*-*	*(6)*	*-*	*1*	*-*	*(5)*	*-*
Dérivés non qualifiés de couverture	*891*	*17*	*(1 357)*	*(41)*	*583*	*27*	*(927)*	*(34)*
TOTAL	**1 654**	**142**	**(2 118)**	**(86)**	**1 283**	**71**	**(1 474)**	**(105)**

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 des flux de trésorerie futurs probables 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) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

MONTANT, ÉCHÉANCES ET INCERTITUDES DES FLUX DE TRÉSORERIE FUTURS

Le tableau ci-après présente, au 31 décembre 2019, un profil des échéances des valeurs nominales des instruments de couverture.

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	CCS	EUR	(561)	(288)	(271)	(2)	-	-	-
			USD	(3 010)	(1 549)	(1 371)	(45)	(45)	-	-
			GBP	(14 518)	(2 146)	(2 146)	(1 881)	(1 881)	(1 293)	(5 172)
			HKD	(1 212)	(263)	(263)	(263)	(263)	(160)	-
			JPY	(902)	(369)	(369)	(164)	-	-	-
			PEN	(882)	(273)	(262)	(218)	(130)	-	-
			CHF	(737)	(415)	(161)	(161)	-	-	-
			AUD	(535)	(125)	(125)	(125)	(53)	(53)	(53)
			Autres	(152)	(51)	(51)	(51)	-	-	-
	Variable	CCS	USD	(413)	(340)	(73)	-	-	-	-
Acheteur	Fixe	CCS	EUR	17 561	3 138	2 865	2 568	2 277	1 497	5 216
			USD	908	291	265	221	131	-	-
			GBP	545	272	270	2	-	-	-
			Autres	158	80	78	-	-	-	-
	Variable	CCS	EUR	2 277	1 180	953	144	-	-	-
		CCS	BRL	1 256	706	550	-	-	-	-

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CAP	EUR	2 000	1 000	1 000	-	-	-	-
			Autres devises	-	-	-	-	-	-	-
		IRS	EUR	37 331	6 295	8 933	7 246	4 986	3 758	6 112
			USD	3 252	999	1 236	299	259	212	248
			GBP	12	4	4	2	1	-	-
			Autres	407	111	106	88	64	33	5
		FRA	EUR	1 650	1 650	-	-	-	-	-
	Variable	IRS	EUR	44 229	13 536	11 648	7 387	4 820	3 080	3 758
			BRL	687	379	308	-	-	-	-

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou «CCS»). Ces couvertures sont majoritairement à court terme ; 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 17.1.3.2 «Analyse de sensibilité au risque de change» et à un coût moyen de la dette de 2,70%, présenté dans la Note 10 «Résultat financier».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

DÉRIVÉS DE CHANGE

	31 déc. 2019				31 déc. 2018	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	77	(381)	(305)	3 814	(335)	3 268
Couverture d'investissement net	33	(6)	27	3 027	(3)	1 114
Dérivés non qualifiés de couverture	70	(77)	(6)	8 985	(23)	10 996
TOTAL	**180**	**(464)**	**(284)**	**15 827**	**(361)**	**15 379**

DÉRIVÉS DE TAUX

	31 déc. 2019				31 déc. 2018	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	611	(55)	556	6 089	491	4 846
Couverture de flux de trésorerie	-	(290)	(290)	3 649	(98)	1 434
Dérivés non qualifiés de couverture	998	(1 391)	(393)	21 487	(257)	25 216
TOTAL	**1 609**	**(1 736)**	**(126)**	**31 224**	**136**	**31 496**

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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	6 089	556	556	NA	(3)	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts [3] [4]	6 034	353	1 152	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	4 702	(433)	(583)	320	(5)	(82)	Autres produits et charges financiers/ Résultat des activités opérationnelles
	Éléments couverts			580				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	1 114	(3)	36	61	NA	(90)	Autres produits et charges financiers/ Résultat des activités opérationnelles
	Éléments couverts			(36)				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de 353 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 126 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 2019 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures. Pour les couvertures de juste valeur, le même principe s'applique aux éléments couverts.

MATURITÉ DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT DÉSIGNÉS COMME COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(9)	(10)	(21)	(27)	(17)	(510)	(594)	(433)

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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] [3]	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] [3]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change [2] [4]
Au 31 décembre 2018	**46**	**(741)**	**(28)**	**(313)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(293)		(27)	(61)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	53		29	90
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	-	14	(1)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**45**	**(1 010)**	**16**	**(284)**

(1) Couverture de flux de trésorerie relatifs à des périodes données.
(2) Couverture de flux de trésorerie relatifs à des transactions données.
(3) Comprend -425 millions d'euros de réserves pour lesquelles la comptabilité de couverture a été abandonnée.
(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies.

17.2 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.

Les principes de gestion du risque de contrepartie sont énoncés dans la politique de gestion du risque de contrepartie du Groupe, qui :

- attribue les rôles et les responsabilités pour gérer et contrôler le risque de contrepartie à différents niveaux (Corporate, BU ou entité), et veille à la mise en place de procédures opérationnelles cohérentes dans l'ensemble du Groupe ;
- caractérise le risque de contrepartie et les mécanismes à travers desquels il impacte la performance économique et les états financiers du Groupe ;
- définit des indicateurs, le *reporting* et les mécanismes de contrôle afin d'assurer une visibilité et de disposer des outils de gestion de la performance financière ; et
- élabore des lignes directrices sur l'utilisation de mécanismes d'atténuation tels que les garanties et les sûretés, qui sont largement utilisés par certaines activités ;

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 nouvelle 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), compte tenu des éléments suivants :
    - contreparties publiques ou privées,
    - contreparties domestiques ou BtoB,
    - géographie,
    - type d'activité,
    - taille de la contrepartie, et
    - tout autre élément que le Groupe pourrait considérer pertinent,
  - 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 : couvre les actifs financiers qui n'ont pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale. Les pertes de valeur attendues pour la phase 1 sont calculées sur les 12 mois suivants ;
  - phase 2 : couvre les actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative. Les pertes de valeur attendues pour la phase 2 sont calculées sur la durée de vie. La décision de faire passer un actif de la phase 1 à la phase 2 est fondée sur certains critères, tels que :
    - une dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie et/ou de sa société mère et/ou de son garant (le cas échéant),
    - une évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire,
    - une évolution du risque politique ou du risque pays, et
    - tout autre élément que le Groupe peut considérer pertinent.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 : couvre les actifs pour lesquels un défaut a déjà été observé, tels que :
  - lorsqu'il existe des preuves de difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie,
  - lorsqu'il existe des preuves d'un défaut de soutien d'une société mère pour sa filiale (dans ce cas, la filiale est la contrepartie du Groupe), et
  - lorsque l'une des entités du Groupe a engagé une procédure judiciaire pour défaut de paiement à l'encontre de la contrepartie.

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 : désigne la probabilité de défaut sur un horizon temporel donné (à la phase 1, cet horizon temporel est de 12 mois après la date de clôture ; à la phase 2, il couvre toute la durée de vie de l'actif financier). Ces 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 : aucune décomptabilisation tant que la procédure est en cours ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : décomptabilisation lorsque la créance est échue depuis plus de 3 ans (5 ans pour les contreparties du secteur public).

17.2.1 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.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux BU la gestion de ces risques, alors que le Groupe continue à gérer de manière centralisée les expositions des contreparties les plus importantes.

La notation de crédit des grands et moyens clients pour qui les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil sont basés sur un processus spécifique de *rating*, alors qu'un processus simplifié de *scoring* est utilisé pour les clients pour qui le Groupe a des expositions au risque de crédit plutôt faibles. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (notation de crédit, secteur d'activité…) selon des indicateurs standards (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

17.2.1.1 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 respectivement à 2 898 millions d'euros et 1 million d'euros au 31 décembre 2019 pour les «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» (contre 2 547 millions d'euros et 13 millions d'euros au 31 décembre 2018).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

APPROCHE INDIVIDUELLE

		31 déc. 2019							
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	9 395	8 300	802	294	9 395	7 814	1 581	9 395
	Pertes de valeur attendues	(318)	(64)	(66)	(187)	(318)	(172)	(146)	(318)
TOTAL		**9 077**	**8 235**	**735**	**107**	**9 077**	**7 642**	**1 436**	**9 077**
Actifs de contrats	Brut	2 896	2 672	196	28	2 896	1 782	1 115	2 896
	Pertes de valeur attendues	(15)	(13)	(1)	(1)	(15)	(10)	(6)	(15)
TOTAL		**2 881**	**2 659**	**195**	**27**	**2 881**	**1 772**	**1 109**	**2 881**

		31 déc. 2018							
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	10 339	9 694	422	222	10 339	9 161	1 178	10 339
	Pertes de valeur attendues	(323)	(109)	(71)	(145)	(323)	(205)	(118)	(323)
TOTAL		**10 016**	**9 586**	**352**	**77**	**10 016**	**8 956**	**1 060**	**10 016**
Actifs de contrats	Brut	3 052	2 730	261	61	3 052	2 358	694	3 052
	Pertes de valeur attendues	(7)	(6)	-	(1)	(7)	(4)	(3)	(7)
TOTAL		**3 045**	**2 725**	**261**	**59**	**3 045**	**2 354**	**691**	**3 045**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

APPROCHE COLLECTIVE

		31 déc. 2019				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2019
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	4 019	875	113	293	1 281
	Pertes de valeur attendues	(754)	(24)	(29)	(159)	(213)
TOTAL		**3 265**	**851**	**83**	**134**	**1 068**
Actifs de contrats	Brut	4 953	486	4	2	492
	Pertes de valeur attendues	(2)	-	-	-	-
TOTAL		**4 951**	**485**	**4**	**2**	**492**

		31 déc. 2018				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2018
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 804	730	146	368	1 243
	Pertes de valeur attendues	(762)	(18)	(19)	(243)	(281)
TOTAL		**3 042**	**711**	**126**	**125**	**962**
Actifs de contrats	Brut	4 381	43	3	4	51
	Pertes de valeur attendues	(1)	-	-	-	-
TOTAL		**4 379**	**43**	**3**	**4**	**51**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.2.1.2 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 est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2019		31 déc. 2018	
En millions d'euros	Investment Grade [1]	Total	Investment Grade [1]	Total
Exposition brute [2]	9 849	12 466	9 325	12 027
Exposition nette [3]	3 501	4 422	2 701	3 683
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	79,2%		73,4%	

(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.

17.2.2 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 *ratings* 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).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *Middle Office* indépendant du Trésorier Groupe.

17.2.2.1 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 899 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 809 millions au 31 décembre 2018).

	31 déc. 2019						
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	4 257	564	49	4 870	2 772	2 098	4 870
Pertes de valeur attendues	(53)	(56)	(30)	(139)	(36)	(104)	(139)
TOTAL	**4 204**	**508**	**19**	**4 731**	**2 736**	**1 995**	**4 731**

	31 déc. 2018						
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	3 402	466	233	4 100	2 003	2 098	4 100
Pertes de valeur attendues	(91)	-	(227)	(319)	(86)	(233)	(319)
TOTAL	**3 311**	**466**	**5**	**3 781**	**1 917**	**1 865**	**3 781**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.2.2.2 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. 2019				31 déc. 2018			
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	10 686	85,7%	4,7%	9,6%	9 634	85,0%	6,0%	8,0%

(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 2019, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 30% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

17.3 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.

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel 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 et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

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, et 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.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa 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 sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2019, 76% 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 s'appuie sur les principes suivants :

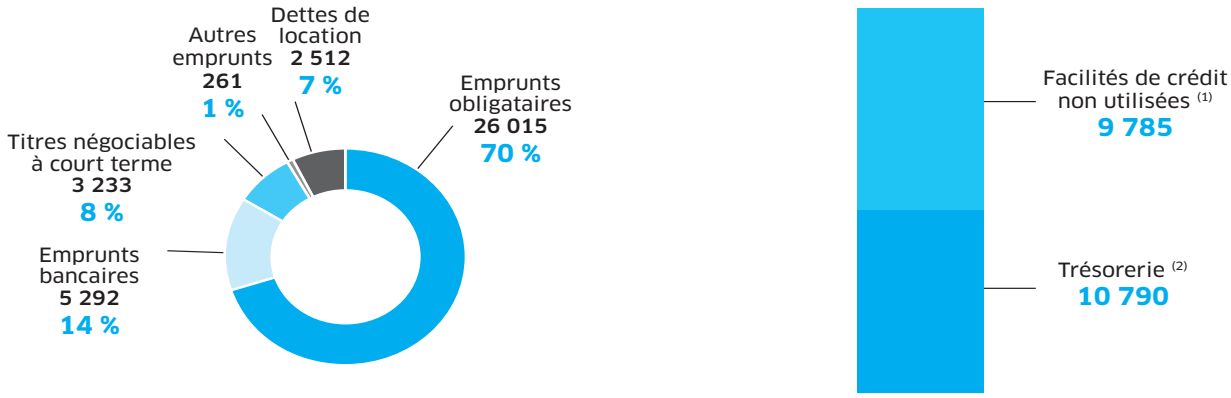
- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

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 (*Negociable European Commercial Paper*) en France et aux États-Unis. 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

DIVERSIFICATION DES SOURCES DE FINANCEMENT ET LIQUIDITÉ

En millions d'euros



(1) Net des titres négociables à court terme.

(2) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie, 64% placés en zone euro.

Au 31 décembre 2019, 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. Aucune des lignes de crédit disponibles centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

17.3.1 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	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Emprunts obligataires	2 753	1 805	2 628	2 600	1 156	15 074	26 015	22 645
Emprunts bancaires	1 063	465	694	368	233	2 469	5 292	4 620
Titres négociables à court terme	3 233	-	-	-	-	-	3 233	2 894
Dettes de location	491	446	311	245	218	1 075	2 512	380
Autres emprunts	33	19	155	6	6	41	261	191
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	247	-	-	-	-	-	247	464

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	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	1 023	798	703	613	508	6 227	9 872	9 335

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

FLUX CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS SUR L'ENCOURS DES DÉRIVÉS (HORS MATIÈRES PREMIÈRES)

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Dérivés (hors matières premières)	(215)	(136)	(124)	33	(11)	217	(237)	(138)

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.

FACILITÉS DE CRÉDIT CONFIRMÉES NON UTILISÉES

En millions d'euros	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	1 200	582	5 837	204	5 000	196	13 019	13 232

Parmi ces programmes disponibles, 3 233 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 31 décembre 2019, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

17.3.2 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	2020	2021	2022	2023	2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Instruments financiers dérivés passifs								
afférents aux activités de portfolio management	*(1 135)*	*(2 171)*	*(360)*	*(224)*	*(86)*	*(452)*	*(4 428)*	*(2 114)*
afférents aux activités de trading	*(9 238)*	-	-	-	-	-	*(9 238)*	*(10 579)*
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de portfolio management	*1 042*	*1 634*	*316*	*120*	*35*	*215*	*3 363*	*2 080*
afférents aux activités de trading	*8 954*	-	-	-	-	-	*8 954*	*9 952*
TOTAL	**(376)**	**(537)**	**(43)**	**(104)**	**(51)**	**(237)**	**(1 349)**	**(661)**

17.3.3 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 des secteurs reportables Autres (BU GEM) et Amérique Latine (exprimés en TWh).

En TWh	2020	2021-2024	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2019	Total au 31 déc. 2018
Achats fermes	(370)	(910)	(1 218)	(2 498)	(3 070)
Ventes fermes	480	613	480	1 573	1 329

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 18 Éléments sur les capitaux propres

18.1 Informations sur les actions propres

	Nombre d'actions					Valeurs comptables *(en millions d'euros)*
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**2 435 285 011**	**(23 891 170)**	**2 411 393 841**	**2 435**	**32 565**	**(460)**
Dividende distribué en numéraire					(1 096)	
Achat/vente d'actions propres		1 737 451	1 737 451			29
Attribution actions gratuites						
Réévaluation						128
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**2 435 285 011**	**(22 153 719)**	**2 413 131 292**	**2 435**	**31 470**	**(303)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2019 résulte uniquement de cessions nettes d'actions propres à hauteur de 1,7 million d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

18.1.1 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 d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'Actions de Performance décrites dans la Note 21 «Paiements fondés sur des actions» sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

18.1.2 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 17 mai 2019. 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 2019, le Groupe détient 22,2 millions d'actions propres, à ce jour 20,4 millions d'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 150 millions d'euros.

18.2 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 34 014 millions d'euros au 31 décembre 2019, dont 31 470 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

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.

18.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé, le 28 janvier 2019, à un refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminé se traduisant par :

- une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 1 milliard d'euros portant un coupon de 3,25% avec une option annuelle de remboursement à partir de février 2025, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 983 millions d'euros ;
- la notification d'une proposition de rachat anticipé partiel de la tranche de 1 milliard d'euros (coupon 3%) soit un montant total de 839 millions d'euros. La première option de remboursement de la dette hybride était prévue en juin 2019. Le Groupe, ayant remboursé plus de 80% de cette dette hybride, il a réalisé un *squeeze-out* pour le solde soit 161 millions d'euros qui ont été payés le 12 mars 2019.

ENGIE SA a également procédé, le 8 juillet 2019, à un second refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminé se traduisant par :

- une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 500 millions d'euros portant un coupon de 1,625% avec une option annuelle de remboursement à partir de juillet 2025, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 495 millions d'euros ;

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- la notification d'une proposition de rachat anticipé partiel de la tranche de 750 millions d'euros (coupon 4,75%) soit un montant total de 337 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride était prévue en juillet 2021.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces nouveaux instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe, pour un montant total de 1 478 millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, l'encours des titres super-subordonnés en valeur nominale, s'élève à 3 913 millions d'euros.

En 2019, le Groupe a versé aux détenteurs de ces titres 150 millions euros dont 108 millions d'euros au titre des coupons et 42 millions d'euros d'indemnités de remboursement anticipé. Ce montant est comptabilisé en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

18.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 31 290 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 33 320 millions d'euros au 31 décembre 2018) après déduction du dividende payé le 23 mai 2019 pour un montant total de 1 833 millions d'euros, dont 31 470 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

18.2.3 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par ENGIE SA au titre des exercices 2018 et 2019.

	Montant réparti *(en millions d'euros)*	**Dividende net par action** *(en euros)*
Au titre de l'exercice 2018		
Acompte (payé le 12 octobre 2018)	892	0,37
Solde du dividende au titre de 2018 (payé le 23 mai 2019)	917	0,38
Dividende exceptionnel au titre de 2018 (payé le 23 mai 2019)	893	0,37
Solde du dividende majoré au titre de 2018 (payé le 23 mai 2019)	24	0,11
Au titre de l'exercice 2019		
Acompte	-	-

L'Assemblée Générale du 17 mai 2019 a décidé la distribution d'un dividende de 1,12 euro par action au titre de l'exercice 2018. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,11 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2018, 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.

Un acompte de 0,37 euro par action ayant été payé en numéraire le 12 octobre 2018 pour un montant de 892 millions d'euros, ENGIE SA a réglé en numéraire le 23 mai 2019, pour un montant de 1 810 millions d'euros, le solde du dividende de 0,75 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et exceptionnel, et pour un montant de 24 millions d'euros, le solde du dividende de 0,86 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Soit un dividende total de 1 833 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2019

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019 de verser un dividende unitaire de 0,80 euro par action soit un montant total de 1 931 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2019. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2019 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2019. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2019, cette majoration est évaluée à 17 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le 14 mai 2020, le dividende dont le coupon aura été détaché le lundi 18 mai 2020, sera payé le mercredi 20 mai 2020. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2019, les états financiers à fin 2019 étant présentés avant affectation.

18.3 Total 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 2019 et au 31 décembre 2018, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2018**
Instruments de dette	76	28
Couverture d'investissement net	(284)	(313)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(958)	(725)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(837)	(30)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	505	244
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(462)	(223)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ÉCARTS DE CONVERSION	**(1 961)**	**(1 019)**
Écarts de conversion	(1 098)	(1 130)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(3 060)**	**(2 149)**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

18.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier 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 (*cf. Note 18.1.2 «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 catégorie «A» 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 des charges financières nettes et impôts exigibles et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de location simple.

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 19 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 et les provisions pour remise en état de site. 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 (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) (*cf. Note 19.2*) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (*cf. Notes 19.2 et 19.3*) ;
- 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	Démantèlement des installations [2] et Remise en état de sites	Autres risques	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2018 [1]	**6 371**	**6 170**	**6 303**	**2 969**	**21 813**
IFRS 16 & IFRIC 23 (*cf. Note 1*)	-	-	-	(301)	(301)
AU 1ER JANVIER 2019 Y COMPRIS IFRS 16 & IFRIC 23	**6 371**	**6 170**	**6 303**	**2 667**	**21 512**
Dotations	285	1 362	72	467	2 187
Reprises pour utilisation	(331)	(164)	(150)	(677)	(1 322)
Reprises pour excédent	(1)	-	(1)	(47)	(48)
Variation de périmètre	(41)	-	(73)	60	(54)
Effet de la désactualisation	123	220	213	24	580
Écarts de change	-	-	5	2	6
Autres	1 075	23	1 196	(40)	2 254
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**7 481**	**7 611**	**7 566**	**2 458**	**25 115**
Non courant	7 346	7 487	7 550	433	22 817
Courant	*135*	*123*	*15*	*2 024*	*2 298*

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 et de l'interprétation IFRIC 23 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).
(2) Dont 6 573 millions d'euros de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 5 337 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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 2019 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de remise en état de site.

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. 2019
Résultat des activités opérationnelles	(823)
Autres produits et charges financiers	(573)
TOTAL	**(1 397)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

19.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

19.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des centrales nucléaires.

19.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion de l'aval du cycle du combustible irradié dans ces centrales. Cette loi a organisé 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.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. Dans l'hypothèse où des évolutions sont constatées entre deux évaluations triennales, susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission peut réviser son avis.

Un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2019 par Synatom à la Commission qui a rendu son avis le 12 décembre 2019, sur base de l'avis émis par l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies). Les conclusions de la CPN reprennent entre autres :

- l'impact du nouveau scénario de référence pour la gestion à long terme des déchets nucléaires de catégories B et C (moyenne et forte activité) en Belgique, arrêté par l'ONDRAF en juin 2018 et évalué sur un devis brut de 10,7 milliards d'euros ;
- les recommandations de l'ONDRAF quant à la prise en compte de certains coûts, avérés ou probables ;
- le scénario élaboré pour la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des centrales nucléaires sur base des retours d'expérience industrielle notamment des démantèlements en cours en Allemagne ;
- le calcul financier intégrant la prise en compte des taux d'actualisation plus bas, en vue de déterminer de manière prudente les montants à provisionner aujourd'hui pour couvrir des dépenses qui interviendront pour certaines dans plus de 70 ans.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

La décision de la CPN prévoit notamment une baisse des taux d'actualisation reflétant l'environnement de taux d'intérêt en diminution. Cette baisse implique pour les propriétaires des unités nucléaires belges de provisionner dès aujourd'hui des sommes plus importantes. Ainsi, établis au 31 décembre 2018 à 3,50%, les taux ont été ramenés, au 31 décembre 2019, à 2,5% pour le démantèlement, dont les dépenses débuteront dès l'année prochaine, et à 3,25% pour le combustible irradié («l'aval»), dont les dépenses interviendront durant les prochaines décennies.

Au total, la prise en compte de l'avis de la Commission des Provisions Nucléaires et les obligations liées aux projets de dépôts de déchets nucléaires ont conduit à une revalorisation des provisions nucléaires dans les comptes consolidés du groupe ENGIE de 2,1 milliards d'euros, au-delà de la charge annuelle récurrente de désactualisation et des dotations pour les quantités supplémentaires de combustibles consommées au cours de l'exercice.

Les provisions ont été établies compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités.

Les provisions constituées intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié. Les marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses redevances. Le Groupe estime par ailleurs des marges appropriées pour chaque catégorie de coûts.

Le Groupe considère, au mieux de ses connaissances actuelles, que les provisions telles qu'approuvées par la Commission prennent en compte l'ensemble des informations disponibles à ce jour pour couvrir les aléas et les risques du processus de démantèlement et de gestion du combustible irradié.

19.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Principes comptables

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire est effectué sur base d'un coût unitaire moyen, déterminé pour l'ensemble des quantités qui auront été utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales et appliqué aux quantités générées en date de clôture. Une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation des provisions, est également constituée.

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible nucléaire usé devrait faire l'objet d'un conditionnement, éventuellement sous la forme du retraitement pour séparer les radionucléides les plus actifs, avant son évacuation en stockage à long terme.

L'ONDRAF a proposé, le 9 février 2018, le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Cette proposition reste soumise à l'approbation du gouvernement belge qui aura, au préalable, recueilli l'avis de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN).

Par ailleurs, ENGIE considère dans son évaluation que le scénario «mixte», retenu par la Commission des provisions nucléaires, continue de s'appliquer : une partie du combustible, contenant les radionucléides les plus actifs, y est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario «mixte» : entreposage sur site, transport, retraitement, conditionnement, entreposage et évacuation géologique. Elles 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 ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement sont cédés à un tiers ;
- 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 ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés par l'ONDRAF et évalués non pas à la valeur des redevances arrêtées par l'ONDRAF en 2018 basées sur un coût total de l'installation d'évacuation de 8,0 milliards d'euros 2017, mais en utilisant un «tarif prudentiel virtuel», établi par l'ONDRAF à la demande de la CPN, sur la base d'un coût total de l'installation d'évacuation de 10,7 milliards d'euros 2017 excluant les pistes d'optimisation soumises à expertise. Le coût estimé de la recommandation préliminaire de l'AFCN concernant un puits supplémentaire y a par ailleurs été ajouté sur base des recommandations de l'ONDRAF ;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ;
- le nouveau scénario de référence intègre le scénario mis à jour de l'ONDRAF retardé d'environ 30 ans par rapport au scénario retenu en 2016, avec un début du stockage géologique autour de 2070 qui se clôturera vers 2135, les activités de stockage intermédiaire de retraitement et de conditionnement ayant été reportées en cohérence ;
- le taux d'actualisation retenu est réduit à 3,25%. Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence à long terme, (ii) l'allongement de la duration du passif compte tenu du nouveau scénario de l'ONDRAF et (iii) les engagements relatifs au financement de ces provisions pris par Electrabel auprès de Synatom (*cf. Note 15.1.5 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées*) ;
- une hypothèse d'inflation de 2,0% (soit un taux réel de 1,25%).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. L'ONDRAF dans son avis à la CPN a notamment pointé des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN se dotera d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020. Le montant de ces provisions pourrait être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus et des estimations de coûts associés. Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne permet pas le retraitement partiel et n'a pas encore confirmé l'adoption du stockage géologique comme politique de gestion des déchets nucléaires de moyenne et de haute activité.

Concernant le scénario de retraitement partiel, à la suite d'une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, les contrats de retraitement qui n'étaient pas en cours d'exécution ont été suspendus puis résiliés en 1998. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter le combustible usé et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Orano (anciennement Areva) d'effectuer ce retraitement. Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario «mixte» retenu aujourd'hui et approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de surface de longue durée. La Commission européenne a, à ce titre, adressé le 27 novembre 2019 un avis motivé à la Belgique dans le cadre de la procédure de manquement de l'article 258 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, au motif qu'elle n'a pas adopté de programme national de gestion des déchets radioactifs conforme à certaines exigences de la directive sur le combustible usé et les déchets radioactifs (directive 2011/70/Euratom du Conseil). À ce stade, il n'existe donc qu'un programme national qui confirme l'entreposage sûr du combustible usé suivi par son retraitement ou par son stockage. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans un site restant à identifier et qualifier en Belgique.

Sensibilité

Les provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation :

- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF au-delà du tarif virtuel prudentiel demandé par la CPN pour l'évacuation des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 170 millions d'euros ;
- l'accélération de 5 ans des dépenses de l'ONDRAF au titre de l'entreposage, de conditionnement et de stockage des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie aurait un impact à la hausse de 165 millions d'euros sur les provisions. Un report de 5 ans dans l'échéancier d'engagement de ces différentes dépenses aurait un impact à la baisse d'un montant plus faible ;
- l'impact d'une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour le traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 250 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que ces sensibilités résultent d'un calcul purement financier. Elles doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

19.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

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. 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 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 démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit 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.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- 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 redevances pour la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A et B sont déterminées en utilisant le «tarif prudentiel virtuel» établi par l'ONDRAF à la demande de la CPN et en incluant des marges préconisées par l'ONDRAF pour risques de reclassement de déchets compte tenu des incertitudes de définition des critères d'admission des déchets dans ces catégories ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas normales, 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 ;

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

- un taux d'actualisation réduit à 2,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (VAN). Il diffère de celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire compte tenu des importantes différences de duration des deux obligations après prise en compte du nouveau scénario de l'ONDRAF ;
- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;
- 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.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. L'ONDRAF dans son avis à la CPN a notamment pointé des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN se dotera d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis, et les hypothèses sont retenues, sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire.

Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 60 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que cette sensibilité résulte d'un calcul purement financier. Elle doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

19.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

19.3.1 Démantèlements relatifs aux autres installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, les conduites de distribution, les sites de stockage et les terminaux méthaniers, doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Sur la base des estimations de la fin des réserves prouvées et probables de gaz en 2260, compte tenu notamment des niveaux actuels de production, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

19.3.2 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 depuis septembre 2018 en lieu et place de l'intégration globale.

Au 31 décembre 2019, la provision en part groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 280 millions d'euros.

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.

Plusieurs lois qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois sont actuellement en cours de réforme. Par conséquent, les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 3,17%.

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.

19.4 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), ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 20 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.

20.1 Description des principaux régimes de retraite

20.1.1 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.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

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.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2019, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,7 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 22 ans.

20.1.2 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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 relative à ces régimes représente environ 15% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2019. La duration moyenne de ces régimes est de 9 années.

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 2019, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2019 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 36 millions d'euros contre 24 millions d'euros en 2018.

20.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le groupe ENGIE comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2019 au titre de ces régimes multi-employeurs est stable par rapport à 2018 et s'élève à 71 millions d'euros.

20.1.4 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, Belgique et Pays-Bas 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.

20.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

20.2.1 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.

20.2.1.1 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 de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 3,6 milliards d'euros au 31 décembre 2019. La duration de l'engagement est de 23 ans.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

20.2.1.2 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.

20.2.1.3 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.

20.2.2 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.

20.2.3 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…).

20.3 Plans à prestations définies

20.3.1 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 situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, des actifs de régime, et des 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 2018	**(6 371)**	**108**	**168**
Différence de change	7	(5)	-
Variations de périmètre et autres	96	(39)	8
Pertes et gains actuariels	(1 142)	(7)	(18)
Charge de l'exercice des activités poursuivies	(427)	(66)	2
Plafonnement d'actifs	-	-	-
Cotisations/prestations payées	356	63	1
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(7 481)**	**53**	**161**

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 492 millions d'euros en 2019 (525 millions d'euros en 2018). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 20.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone euro représente 97% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2019 (contre 97% au 31 décembre 2018).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 4 594 millions d'euros au 31 décembre 2019, contre 3 472 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent une perte actuarielle de 1 149 millions d'euros en 2019 et une perte actuarielle de 231 millions d'euros en 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

20.3.2 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. 2019				31 déc. 2018			
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		**(7 713)**	**(3 794)**	**(499)**	**(12 006)**	**(7 653)**	**(3 739)**	**(539)**	**(11 931)**
Coût des services rendus de la période		(291)	(63)	(43)	(397)	(308)	(62)	(42)	(412)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(173)	(76)	(9)	(258)	(165)	(73)	(8)	(245)
Cotisations versées		(16)	-	-	(16)	(16)	-	-	(16)
Modification de régime		(1)	-	-	(1)	(3)	(5)	10	2
Variations de périmètre		172	(5)	(1)	166	(37)	31	49	43
Réductions/cessations de régimes		75	-	1	76	1	-	-	1
Événements exceptionnels		-	-	-	-	-	2	-	2
Pertes et gains actuariels financiers		(887)	(698)	(5)	(1 590)	(44)	(35)	(1)	(80)
Pertes et gains actuariels démographiques		(120)	57	(14)	(76)	101	1	1	103
Prestations payées		373	108	39	521	397	97	40	533
Autres (dont écarts de conversion)		10	-	-	10	16	(11)	(10)	(5)
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(8 570)**	**(4 470)**	**(531)**	**(13 572)**	**(7 713)**	**(3 794)**	**(499)**	**(12 006)**
B – VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**5 767**	**-**	**-**	**5 767**	**5 904**	**-**	**-**	**5 904**
Produit d'intérêts des actifs de couverture		133	-	-	133	128	-	-	128
Pertes et gains actuariels financiers		497	-	-	497	(253)	-	-	(253)
Cotisations perçues		197	-	-	197	309	15	-	324
Variations de périmètre		(109)	-	-	(109)	32	-	-	32
Cessations de régimes		(28)	-	-	(28)	-	-	-	-
Prestations payées		(282)	-	-	(282)	(341)	(15)	-	(357)
Autres (dont écarts de conversion)		(7)	-	-	(7)	(11)	-	-	(11)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**6 169**	**-**	**-**	**6 169**	**5 767**	**-**	**-**	**5 767**
C – COUVERTURE FINANCIÈRE	**A+B**	**(2 402)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 403)**	**(1 945)**	**(3 794)**	**(499)**	**(6 239)**
Plafonnement d'actifs		(25)	-	-	(25)	(25)	-	-	(25)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES		**(2 427)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 428)**	**(1 970)**	**(3 794)**	**(499)**	**(6 263)**
TOTAL PASSIF		**(2 480)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 481)**	**(2 078)**	**(3 794)**	**(499)**	**(6 371)**
TOTAL ACTIF		**53**	**-**	**-**	**53**	**108**	**-**	**-**	**108**

(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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

20.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur s'élève à 161 millions d'euros au 31 décembre 2019 (contre 168 millions d'euros au 31 décembre 2018).

20.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2019 et 2018 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Coûts des services rendus de la période	397	412
Pertes et gains actuariels (1)	19	(1)
Modifications de régimes	-	(2)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(49)	(1)
Événements exceptionnels	-	(2)
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**368**	**407**
Charge d'intérêts nette	125	117
Total comptabilisé en résultat financier	**125**	**117**
TOTAL	**492**	**525**

(1) Sur avantages à long terme.

20.3.5 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 retraite 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	(7 399)	5 616	(25)	(1 809)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(517)	553	-	36
Plans non financés	(5 655)	-	-	(5 655)
AU 31 DÉCEMBRE 2019	**(13 571)**	**6 169**	**(25)**	**(7 428)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 648)	4 294	(23)	(1 377)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 375)	1 473	(2)	96
Plans non financés	(4 977)	-	-	(4 977)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**(12 000)**	**5 767**	**(25)**	**(6 258)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Actions	27	27
Obligations souveraines	26	25
Obligations privées	27	27
Actifs monétaires	3	4
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	15	15
TOTAL	**100**	**100**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2019.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à +9% en 2019.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2019 s'est élevé à environ 3% en assurance de groupe et à environ +14% 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	58	26	3	10	3	100
Obligations souveraines	76	1	22	-	2	100
Obligations privées	75	18	1	3	2	100
Actifs monétaires	72	-	5	-	23	100
Actifs immobiliers	86	-	7	-	6	100
Autres actifs	11	8	3	3	76	100

20.3.6 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	
		2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Taux d'actualisation	Zone euro	1,2%	2,0%	1,2%	2,1%	1,0%	1,6%	1,2%	1,9%
	Zone UK	1,7%	2,5%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,4%	3,3%	-	-	-	-	-	-

20.3.6.1 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 17%.

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 16%.

20.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2,8%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	4	(5)

20.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2020 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2020, des cotisations de l'ordre de 200 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 121 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.

20.4 Plans à cotisations définies

En 2019, le Groupe a comptabilisé une charge de 121 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (133 millions d'euros en 2018). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 21 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. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. 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. 2019	31 déc. 2018
Offres réservées aux salariés [1]	(1)	(31)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance [2]	(48)	(46)
Plans d'autres sociétés du Groupe	(2)	(3)
TOTAL	**(51)**	**(80)**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.
(2) Dont une reprise pour non atteinte de conditions de présence d'un montant de 2 millions d'euros en 2019.

21.1 Actions de performance

21.1.1 Nouvelles attributions réalisées en 2019

Plan d'actions de performance ENGIE du 17 décembre 2019

Le Conseil d'Administration du 17 décembre 2019 a approuvé l'attribution de 5 millions d'actions de performance aux cadres supérieurs et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2023, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2023, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2024, sans période d'incessibilité.

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 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance, chacune comptant pour un tiers du solde des actions à acquérir, sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de dix sociétés de référence, évalué pour la période entre novembre 2019 et janvier 2023 ;
- deux conditions portant respectivement sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe et du *Return On Capital Employed* (ROCE) des exercices 2021 et 2022.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (18 000 actions attribuées).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

21.1.2 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 2019.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
17 décembre 2019	14 mars 2023	14 mars 2024	14,7	0,75	4,3%	0,44	oui	11,03
17 décembre 2019	14 mars 2023	14 mars 2023	14,7	0,75	4,3%	0,44	oui	11,55
17 décembre 2019	14 mars 2023	14 mars 2023	14,7	0,75	4,3%	0,56	non	12,45
17 décembre 2019	14 mars 2024	14 mars 2024	14,7	0,75	4,3%	0,44	oui	10,84
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 17 décembre 2019								**11,01**

21.1.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan 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 22 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 23 «Rémunération 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.

22.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

22.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2019 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2018. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (contre 4 sur un total de 19 administrateurs auparavant).

L'État détient 34,23% des droits de vote théoriques (ou 34,47% des droits de vote exerçables) contre 34,51% à fin décembre 2018.

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 Energie-Climat («LEC») promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

22.1.2 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 (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

22.2 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 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 23 Rémunération des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

Le Comité Exécutif comporte 14 membres au 31 décembre 2019 (11 membres au 31 décembre 2018).

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Avantages à court terme	21	21
Avantages postérieurs à l'emploi	10	6
Paiements fondés sur des actions	5	5
Indemnités de fin de contrat	-	0
TOTAL	**36**	**31**

Le montant des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 37 millions d'euros au 31 décembre 2019, étant précisé qu'il s'agit d'un montant estimé car ces engagements sont par principe non individualisés. Le Groupe a une politique de financement des engagements de retraite via des actifs de couverture sans que ceux-ci soient spécifiquement alloués aux engagements de retraite d'une population dédiée.

NOTE 24 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.

24.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2019	Variation du BFR au 31 déc. 2018 (1)
Stocks	465	(268)
Créances commerciales et autres débiteurs	802	(2 311)
Fournisseurs et autres créanciers	(1 107)	2 177
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(36)	237
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de *trading*	(981)	197
Autres	(253)	117
TOTAL	**(1 110)**	**149**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

24.2 Stocks

Principes comptables

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 (*cf. Note 15 «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.

Une perte de valeur est enregistrée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût 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.

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Les entités visées par cette directive sont tenues de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions de GES constatées lors de l'année écoulée. En l'absence de principes IFRS spécifiques définissant le traitement comptable à adopter, le Groupe a décidé d'appliquer les principes suivants concernant les problématiques comptables relatives aux quotas d'émission de GES :

- les quotas constituent des stocks, puisqu'ils sont consommés dans le processus de production ;
- les quotas acquis à titre onéreux sur le marché sont comptabilisés à leur coût d'acquisition ;
- les éventuels quotas alloués à titre gratuit sont comptabilisés dans l'état de la situation financière pour une valeur nulle.

À la clôture, en cas d'insuffisance de quotas pour couvrir les émissions de GES de l'exercice, le Groupe constitue un passif. Ce passif est évalué sur la base du prix de marché, à la clôture, des quotas restant à acquérir ou sur base du prix des contrats à terme conclus et visant à couvrir cette position déficitaire.

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives à la comptabilisation des certificats d'économie d'énergie (CEE), les dispositions suivantes sont appliquées :

- un stock de CEE est comptabilisé lorsque les CEE détenus à la clôture excèdent l'obligation liée aux ventes d'énergie ; dans le cas inverse, un passif est comptabilisé pour matérialiser cette obligation ;
- les CEE sont valorisés au coût unitaire moyen pondéré (coût d'acquisition pour les CEE acquis ou coût de revient pour les CEE générés par des actions propres).

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Stocks de gaz naturel, nets	1 104	1 274
Stocks d'uranium	538	595
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	682	654
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 294	1 635
TOTAL	**3 617**	**4 158**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

24.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2019				31 déc. 2018 (1)			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	384	10 216	(1 222)	(13 101)	474	9 337	(960)	(12 529)
Créances/dettes fiscales	-	*6 986*	-	*(7 750)*	-	*6 999*	-	*(7 449)*
Créances/dettes sociales	*214*	*39*	*(6)*	*(2 594)*	*275*	*72*	*(5)*	*(2 461)*
Dividendes à payer/à recevoir	-	*21*	-	*(104)*	-	*12*	-	*(170)*
Autres	*171*	*3 170*	*(1 215)*	*(2 653)*	*198*	*2 255*	*(954)*	*(2 449)*

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 «Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés»).

Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 92 millions d'euros au 31 décembre 2019 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (74 millions d'euros au 31 décembre 2018).

NOTE 25 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.

25.1 France hors Infrastructures

25.1.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance 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 avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative de Versailles en mai 2019. Des échanges de mémoire entre les parties sont en cours.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001 et des instances sont encore en cours devant les juridictions d'appel pour les demandes de remboursement afférentes aux exercices 2002/2003/2004.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

25.2 Infrastructures France

25.2.1 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris, dans un arrêt du 2 juin 2016 rendu contre une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDiS) de septembre 2014, a considéré que la prestation d'acheminement rendue au bénéfice des fournisseurs devait et aurait dû, depuis l'ouverture du marché, être rendue au bénéfice des clients finals. Jusqu'à ces décisions, seule la prestation de livraison était effectuée par le distributeur au profit des clients finals et faisait l'objet d'une rémunération des fournisseurs pour la gestion clientèle en raison de l'existence du contrat unique.

En raison du fait que le fournisseur assure désormais la gestion clientèle relative aussi à l'acheminement du gaz pour le compte du distributeur, le fournisseur devient l'intermédiaire du distributeur auprès du client final pour les prestations de livraison et d'acheminement. Le schéma des relations contractuelles a ainsi totalement été modifié et a pour conséquences que (i) le risque des impayés des clients finals correspondant à la part «acheminement» du contrat de fourniture devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et non par le fournisseur de gaz, (ii) et que les prestations de gestion de clientèle relative aux prestations de livraison et d'acheminement (la distribution), réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du GRD. La Cour d'appel de Paris a ainsi enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes et a renvoyé au CoRDiS le soin d'évaluer le montant de la prestation de gestion clientèle. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

En mars 2018, la Cour de cassation a renvoyé à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) la question de savoir si le droit de l'Union européenne imposait que le CoRDiS puisse prendre des décisions à caractère rétroactif. L'avocat général de la CJUE a déposé ses conclusions en mai 2019. La CJUE a rendu son arrêt le 19 décembre 2019 considérant que rien dans la Directive Gaz (Directive 2009/73/CE) n'interdisait à une autorité de règlement des différends de prendre des décisions emportant des effets de nature rétroactive au regard de la date du différend. La Cour de cassation, suite à l'arrêt de la CJUE, a prévu une audience en avril 2020. L'arrêt de la Cour de cassation pourrait intervenir avant la fin du premier semestre 2020.

En juin 2018, le CoRDiS chargé par la Cour d'appel de Paris d'évaluer le quantum de la prestation de gestion de clientèle a enjoint à GRDF de proposer à Direct Energie et à ENI un nouvel avenant prévoyant une rémunération basée sur les termes tarifaires définis par la CRE dans ses délibérations d'octobre 2017 et janvier 2018. Un recours devant la Cour d'appel de Paris contre cette décision a été formé tant par GRDF que par Direct Energie et ENI. GRDF conteste la rémunération pour le passé, notamment en soutenant que les sommes correspondantes ont déjà été répercutées par le fournisseur sur les clients finals. La Cour d'appel de Paris a rendu le 23 janvier 2020 sa décision aux termes de laquelle elle a considéré que les fournisseurs sont les prestataires obligés du GRD pour la gestion de clientèle et rouvre les débats sur le montant de la gestion de clientèle pour Direct Energie et ENI pour la période 2005-2018.

La Cour d'appel de Paris en 2016 ayant considéré qu'ENI n'avait pas fait de demande de rémunération au titre du passé (avant 2016 ; ses demandes ne portant que pour l'avenir), ENI a saisi en mars 2017 le CoRDiS aux fins d'obtenir une rémunération au titre de la gestion clientèle pour le passé (montant de 87,8 millions d'euros réclamé pour la période 2008 à 2016). Le CoRDiS a rendu sa décision en juillet 2019 aux termes de laquelle la demande d'ENI est rejetée. ENI a formé un recours devant la Cour d'appel de Paris.

Direct Energie avait également saisi, en mai 2017, le Tribunal de Commerce de Paris pour abus de position dominante et déséquilibre significatif dans les obligations contractuelles contenues dans les contrats d'acheminement et demandait initialement dans ce cadre 89,5 millions d'euros de dommages et intérêts pour la période 2009-2016 (demande réévaluée depuis à environ 140 millions d'euros). Il s'agit ici d'une action indemnitaire à la différence de celles devant le CoRDiS qui est une action aux fins d'obtention d'une rémunération pour les prestations de gestion de clientèle relatives aux prestations de distribution.

Le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement en janvier 2019. Il condamne GRDF à verser à Direct Energie la somme de 17 millions d'euros.

GRDF et Direct Energie ont interjeté appel de cette décision et déposé leurs premières conclusions en juin 2019.

En juillet 2019, ENI a assigné GRDF devant le Tribunal de Commerce de Paris en abus de position dominante et déséquilibre significatif au motif que GRDF aurait imposé à ENI et ce sans rémunération la réalisation des prestations de gestion clientèle relative à la distribution et sollicite un peu plus de 300 millions d'euros.

En ce qui concerne les prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, vient également de rappeler le même principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours. Par ailleurs, ENGIE avait déposé un recours devant le Conseil d'État contre la délibération de la CRE du 26 octobre 2017 sur la rémunération des prestations de gestion clientèle en électricité pour la période antérieure au 1er janvier 2018 et s'est désisté de cette procédure.

25.3 Reste de l'Europe

25.3.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

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 et de Tihange 1, devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Par arrêt du 12 juin 2018, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté les demandes de Greenpeace. Greenpeace a introduit un pourvoi en cassation. Ce pourvoi a été rejeté par un arrêt de la Cour de cassation du 9 janvier 2020 de sorte que l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 12 juin 2018 est devenu définitif. En ce qui concerne le recours devant la Cour constitutionnelle, celle-ci, 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, considère que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de 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. L'arrêt de la Cour constitutionnelle est attendu prochainement. Le recours devant le Conseil d'État est, par ailleurs, toujours pendant.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Par ailleurs, des collectivités territoriales et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2. Le 9 novembre 2018, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation intenté par certaines collectivités territoriales allemandes. Une procédure au civil est toujours en cours devant le tribunal de première instance de Bruxelles.

25.3.2 Réclamation fiscale aux 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. Suite au 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. Toutefois, ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que les arguments du Tribunal sont contradictoires et contestables tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen, et, partant a interjeté appel.

25.3.3 Réclamation fiscale aux Pays-Bas en matière d'amortissements des centrales électriques

L'Administration fiscale néerlandaise rejette la déduction de dépréciation d'actifs enregistrée par ENGIE Energie Nederland NV dans ses déclarations fiscales 2010-2013. Elle conteste tant la période de prise en charge de ces dépréciations que son quantum. Elle a ainsi redressé l'intégralité des dépréciations d'actifs cumulées sur la période soit un montant de 1,9 milliard d'euros. ENGIE conteste la position de l'Administration fiscale dans ses deux composantes et a introduit un recours administratif en novembre 2018 qui a été rejeté en février 2019. ENGIE étudie l'opportunité d'initier une procédure judiciaire.

25.3.4 Prix de transfert du gaz

L'Inspection spéciale des impôts belge a adressé deux avis de rectification du résultat fiscal des exercices 2012 et 2013 pour un montant global de 706 millions d'euros considérant que le prix appliqué à la fourniture de gaz par ENGIE (alors GDF SUEZ) à Electrabel S.A. était excessif. ENGIE et Electrabel S.A. contestent cette rectification. La Belgique et la France ont initié une procédure amiable afin de régler ce différend.

25.3.5 Espagne – Punica

Dans le cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), douze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même ont été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est en cours ; le délai de clôture de l'instruction est fixé au 6 juin 2020.

25.3.6 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 des 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 a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuivra pendant l'année 2020.

25.3.7 Italie – Litige fiscal accises gaz et TVA ENGIE ITALIA (ex-GDF SUEZ Energie)

En 2017, l'Administration fiscale italienne a contesté l'exonération d'accises au titre de livraisons de gaz réalisées par ENGIE Italia auprès de clients industriels italiens au motif qu'elle ne disposait pas d'attestation de ces clients. Elle envisage de la redresser pour une somme totale de 126 millions d'euros (accises, TVA, pénalité et intérêts). ENGIE Italia conteste la légalité de cette formalité tant sur le terrain du droit italien que du droit européen et considère que la sanction est en toute hypothèse disproportionnée par rapport à une obligation formelle.

ENGIE Italia a introduit en 2018 une demande d'annulation de la notification de l'imposition auprès du tribunal de première instance de Perugia.

En octobre 2018, le tribunal de première instance a rejeté la demande d'annulation se contentant d'appliquer un ancien décret ministériel et sans prendre en compte les arguments de droit d'ENGIE Italia.

ENGIE italia a interjeté appel du jugement en novembre 2018 et la Cour d'appel lui a donné raison en novembre 2019 au motif que les justificatifs exigés par l'Administration fiscale n'étaient pas légaux et que cette dernière devait prendre en compte la situation factuelle du contribuable pour déterminer l'assujettissement aux accises. L'administration fiscale a la possibilité de renvoyer l'affaire devant la Cour de cassation.

25.3.8 Italie – Procédure concurrence

Le 9 mai 2019, une amende de 38 millions d'euros a été infligée conjointement et solidairement à ENGIE Servizi SpA et ENGIE Energy Services International S.A. par l'Autorité de la Concurrence italienne pour certaines prétendues pratiques anticoncurrentielles relatives à l'attribution du marché Consip FM4 2014. Un appel a été interjeté devant le Tribunal Administratif Régional de Lazio (TAR Lazio). Le TAR Lazio a suspendu le paiement de l'amende. La procédure en appel est pendante.

25.4 Amérique latine

25.4.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le Tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre de la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

25.4.2 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnements et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite en Uruguay le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes.

Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage avec siège à Madrid, sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI), et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le Tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains ; ENGIE a été formellement cité dans cette procédure le 5 décembre 2018. Les deux procédures sont pendantes.

25.4.3 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 492 millions de real brésiliens, dont 229 millions de real brésiliens de taxes auxquelles viennent s'ajouter amendes et intérêts.

ENGIE Brasil Energia conteste ces avis de rectification et a introduit des réclamations fiscales en 2019 que l'administration fiscale a toutefois rejetées. Une dernière contestation en phase administrative (avant recours éventuels devant les cours et tribunaux) a été introduite par ENGIE Brasil Energia en janvier 2020.

25.5 Autres

25.5.1 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux types de transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. À l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'État luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission.

25.5.2 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. EEMHS a interjeté appel devant la Cour de Protection de la Concurrence. La procédure en appel est pendante.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 26 Événements postérieurs à la clôture

Le Groupe a annoncé le 22 janvier 2020 un partenariat avec la société Edelweiss Infrastructure Yield Plus Fund (EIYP) pour la cession d'une participation majoritaire dans des actifs solaires en exploitation en Inde. Cette cession devrait se finaliser au 1er semestre 2020 et avoir un impact positif de plus de 400 millions d'euros sur la dette nette du Groupe.

Le Groupe a également annoncé le 23 janvier 2020 avoir remporté l'appel d'offres lancé par Sterlite pour l'acquisition d'un projet de concession de 30 ans. Le projet comprend la construction, l'exploitation et la maintenance d'une ligne de transport d'électricité de 1 800 km, d'une nouvelle sous-station et l'extension de trois autres sous-stations dans le nord du Brésil. Tous les permis d'installation nécessaires ont été obtenus pour commencer la construction en 2020. Le coût total de l'investissement dans le projet devrait s'élever à 750 millions d'euros.

NOTE 27 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 28 avril 2014 a décidé de renouveler le mandat de Commissaires aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2014 à 2019.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	Total
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**5,5**	**6,7**	**12,2**	**5,9**	**7,0**	**12,9**	**25,1**
• ENGIE SA	2,2	-	2,2	2,7	-	2,7	5,0
• Entités contrôlées	3,3	6,7	10,0	3,2	7,0	10,2	20,2
Services autres que la certification des comptes	**0,8**	**1,4**	**2,3**	**0,8**	**0,9**	**1,8**	**4,0**
• ENGIE SA	0,6	-	0,6	0,7	-	0,7	1,3
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,4*	-	*0,4*	*0,3*	-	*0,3*	*0,7*
Dont autres missions d'audit	*0,2*	-	*0,2*	*0,4*	-	*0,4*	*0,6*
Dont missions de revue de contrôle interne	-	-	-	-	-	-	-
Dont services de due diligence	-	-	-	-	-	-	-
Dont missions fiscales	*0,0*	-	*0,0*	*0,0*	-	*0,0*	*0,0*
• Entités contrôlées	0,2	1,4	1,7	0,1	0,9	1,0	2,7
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	-	*0,5*	*0,5*	*0,1*	*0,3*	*0,3*	*0,9*
Dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,1*	*0,2*	*0,0*	*0,2*	*0,2*	*0,4*
Dont missions de revue de contrôle interne	*0,0*	*0,0*	*0,1*	-	-	-	*0,1*
Dont services de due diligence	*0,1*	*0,2*	*0,3*	-	*0,0*	*0,0*	*0,3*
Dont missions fiscales	*0,0*	*0,6*	*0,6*	*0,0*	*0,5*	*0,5*	*1,0*
TOTAL	**6,4**	**8,1**	**14,5**	**6,8**	**7,9**	**14,7**	**29,2**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 28 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités des secteurs reportables Reste de l'Europe et Autres 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, Epon Eemscentrale III BV, Epon Eemscentrale IV BV, Epon Eemscentrale V BV, Epon Eemscentrale VI BV, Epon Eemscentrale VII BV, Epon Eemscentrale VIII BV, Epon International BV, Epon Power Engineering BV, ENGIE Portfolio Management BV, IPM Energy Services BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Corp Luxembourg SARL, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2019

A 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 2019, 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 qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2019 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 ou par le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés qui expose, notamment, le changement de méthode comptable relatif à l'application au 1er janvier 2019 de la norme IFRS 16 « Contrats de location » ainsi que les impacts de la décision de mars 2019 de l'IFRIC liée au « règlement physique des contrats d'achat ou de vente d'un élément non-financier ».

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.823-9 et R.823-7 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Evaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles

[notes 13, 14 et 15]

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2019, la valeur nette de l'actif immobilisé de votre Groupe relatif aux *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à 77,7 milliards d'euros (après comptabilisation de pertes de valeur de 1,8 milliard d'euros), soit 48,6 % du total bilan. Cet actif immobilisé est notamment composé :

- de *goodwill* pour 18,7 milliards d'euros, principalement alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie (« UGT ») Benelux (4,3 Md€), GRDF (4 Md€), France Renouvelables (1,2 Md€), Royaume-Uni (1,1 Md€), France BtoB (1 Md€), et France BtoC (1 Md€) ;
- d'immobilisations incorporelles pour 7 milliards d'euros ;
- d'immobilisations corporelles pour 52 milliards d'euros.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels votre Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :

- des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et par le Conseil d'Administration ; et
- au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie établie 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 2023-2040 approuvé par le Comité Exécutif.

Ces valeurs recouvrables reposent sur des hypothèses clés relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre régulatoire dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur le montant des pertes de valeur à comptabiliser. En ce qui concerne les principales UGT *goodwill*, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses suivantes :

- s'agissant de l'UGT Benelux, les performances opérationnelles, l'évolution à long terme de la demande d'électricité et de gaz, de prix du CO_2, de prix de l'électricité et des combustibles ainsi que l'évolution du cadre régulatoire relatif à la production nucléaire en Belgique au-delà de 2025 et aux conditions de prolongation des droits de tirage sur les centrales nucléaires en France au-delà de leur durée de vie actuelle ;
- s'agissant de l'UGT France Renouvelables, les perspectives et les conditions de renouvellement des concessions hydroélectriques en France.

Ces évaluations sont par ailleurs sensibles aux hypothèses macroéconomiques (taux d'inflation et taux d'actualisation) appliquées.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels une décision de cession est prise est déterminée quant à elle 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 de leur importance significative dans les comptes de votre Groupe et parce qu'elle nécessite l'utilisation d'hypothèses et d'estimations à apprécier dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie, dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

Notre réponse

Nous avons examiné la définition des UGT ainsi que l'allocation des *goodwill* aux différentes UGT.

Nous avons apprécié les dispositifs de votre Groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la Direction.

Nous avons 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 experts en évaluation.

Nos travaux 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, du charbon et du pétrole, inflation) dont nous avons apprécié la cohérence avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
- 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 réglementations 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 ayant recours à l'utilisation de spécialistes internes ;
- les analyses de sensibilité de la Direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires pour lesquelles nous avons apprécié la pertinence ;
- l'estimation du caractère hautement probable des cessions décidées par le Groupe et les éléments considérés pour en évaluer la valeur recouvrable ;
- le caractère approprié de l'information donnée dans les notes, notamment sur les analyses de sensibilités réalisées par votre Groupe.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Evaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique

[notes 19 et 19.2]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe assume des obligations relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires exploitées en Belgique. En application de la Loi Belge du 11 avril 2003, la gestion des provisions correspondantes est confiée à Synatom, société du Groupe, qui soumet, tous les 3 ans à l'approbation de la Commission des provisions nucléaires (CPN), un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. La CPN s'appuie notamment sur l'avis émis par l'Organisme National des Déchets Radioactifs et des matières Fissiles enrichies (ONDRAF) qui revoie l'ensemble des caractéristiques et paramètres techniques de ce dossier. Au 31 décembre 2019, les provisions pour la gestion du combustible nucléaire irradié et pour le démantèlement des centrales nucléaires sont estimées à partir du cadre légal et contractuel actuel et sur la base de l'avis rendu par la CPN le 12 décembre 2019. Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison de leurs montants et de leur sensibilité aux scénarios industriels retenus et aux estimations de coûts associées, tels que notamment : • s'agissant des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les décisions qui seront finalement prises par le gouvernement Belge sur le scénario de gestion du combustible irradié (retraitement d'une partie du combustible irradié ou évacuation directe, sans retraitement préalable) et sur la solution de gestion des déchets à long terme (en dépôt géologique profond ou en entreposage de longue durée en surface) ; • s'agissant des provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaires, l'approbation ou non par les autorités de sûreté nucléaire du plan de démantèlement retenu et de son calendrier. Cette évaluation est également sensible aux hypothèses macroéconomiques (taux d'inflation et d'actualisation) appliquées.	Nous avons examiné les conclusions, observations et recommandations formulées dans les avis de l'ONDRAF et de la CPN. Nous avons contrôlé les bases sur lesquelles les provisions ont été évaluées et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses techniques et aux scénarios industriels, notamment pour la gestion du combustible irradié, ainsi qu'aux hypothèses de coûts, d'échéancier des opérations et de taux d'actualisation appliqués aux flux de trésorerie. Nos travaux ont principalement consisté à apprécier : • la cohérence des scénarios industriels retenus au regard de l'environnement légal et régulatoire actuel et des choix de politique nucléaire restant à effectuer en Belgique ; • la concordance des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements avec les études et devis disponibles et, pour le démantèlement, avec une étude d'un bureau d'experts indépendants mandaté par Synatom ; • le niveau des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié ; • la concordance des volumes de combustible usé produits à date et des estimations de volumes de combustible usé restant à produire avec les données d'inventaires physiques et des données prévisionnelles du Groupe ; • les modalités de détermination des taux d'actualisation retenus et leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes ; • le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses clés.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Evaluation des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux

[notes 19, 19.4 et 25]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges, procédures au titre de la concurrence, contentieux et enquêtes, avec des tiers ou des autorités judiciaires et/ou administratives y compris fiscales, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les principaux litiges pouvant avoir un impact significatif sur votre Groupe sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels décrits dans la note 25. Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.	Nos travaux ont principalement consisté à : • examiner les procédures mises en œuvre par votre Groupe afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ; • comparer ces analyses aux confirmations obtenues des avocats ; • apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par votre Groupe ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes de votre Groupe. Nous avons également eu recours à nos experts pour les analyses les plus complexes ; • apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes de l'annexe aux comptes consolidés.

Estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz réalisées et non relevées (dit «énergie en compteur»)

[notes 7.1 et 7.2.1]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison ce qui conduit votre Groupe à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2019, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 3,3 milliards d'euros et concernent principalement 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 » qui tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. Compte tenu des montants en jeu et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.	Les travaux que nous avons effectués en France et en Belgique 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 dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par le Groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • examiné 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 ; • analysé la cohérence des volumes livrés avec le Bilan énergie, qui correspond à la réalité physique des opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) et de ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux, préparé par le Groupe ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article

L. 823-10 de ce Code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre Assemblée générale du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres et du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES.

Au 31 décembre 2019, nos cabinets étaient dans la douzième 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. 823-10-1 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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 822-10 à L. 822-14 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.

A Paris-La Défense, le 10 mars 2020

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Olivier Broissand Patrick E. Suissa

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson Stéphane Pédron

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.4 Comptes sociaux

6.4.1 États financiers sociaux 347

6.4.2 Notes aux comptes sociaux 351

NOTE 1 Règles et méthodes comptables 351

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices 355

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles 356

NOTE 4 Immobilisations financières 357

NOTE 5 Stocks et en-cours 362

NOTE 6 Créances 362

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement 363

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif 363

NOTE 9 Capitaux propres 364

NOTE 10 Provisions 365

NOTE 11 Dettes financières 367

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif 371

NOTE 13 Résultat d'exploitation 371

NOTE 14 Résultat financier 373

NOTE 15 Résultat exceptionnel 373

NOTE 16 Situation fiscale 374

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux) 375

NOTE 18 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel 383

NOTE 19 Litiges 388

NOTE 20 Éléments relatifs aux parties liées 389

NOTE 21 Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif 390

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture 390

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 390

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices 391

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

Actif

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2019 Brut	Amortissements et dépréciations	Net	31 déc. 2018 Net
ACTIF IMMOBILISÉ						
Immobilisations incorporelles		3	1 842	1 288	554	503
Immobilisations corporelles		3	1 018	637	381	384
Immobilisations financières		**4**				
Titres de participation			74 853	7 288	67 564	68 302
Autres immobilisations financières			139	64	75	79
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	**I**		**77 851**	**9 277**	**68 574**	**69 268**
ACTIF CIRCULANT						
Stocks et en-cours		**5**				
Gaz			550	-	550	1 005
Certificats d'Économie d'Énergie			47	5	42	45
Autres stocks et en-cours			311	-	311	161
Avances et acomptes versés sur commandes			**45**	**-**	**45**	**26**
Créances d'exploitation		**6**				
Créances clients et comptes rattachés			4 145	351	3 794	6 487
Autres créances			667	-	667	641
Créances diverses						
Comptes courants des filiales			7 753	-	7 753	5 216
Autres créances			2 638	1	2 638	2 697
Valeurs mobilières de placement		**7**	**1 852**	**2**	**1 850**	**2 434**
Disponibilités			**288**	**-**	**288**	**382**
TOTAL ACTIF CIRCULANT	**II**		**18 297**	**359**	**17 938**	**19 094**
COMPTES DE RÉGULARISATION	**III**	**8**	**1 416**	**-**	**1 416**	**2 252**
ÉCARTS DE CONVERSION – ACTIF	**IV**	**8**	**310**	**-**	**310**	**339**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À IV)**		**97 874**	**9 636**	**88 237**	**90 953**

NB : 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Passif

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
FONDS PROPRES				
CAPITAUX PROPRES		**9**		
Capital social			2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion			31 470	32 565
Écarts de réévaluation			39	41
Réserve légale			244	244
Autres réserves			17	256
Report à nouveau			-	289
Résultat net de l'exercice			(196)	1 102
Acompte sur dividende			-	(892)
Provisions réglementées et subventions d'investissement		10.2	585	576
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**I**		**34 594**	**36 616**
AUTRES FONDS PROPRES	**II**		**6**	**9**
TOTAL FONDS PROPRES	**I + II**		**34 600**	**36 625**
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	**III**	**10.1**	**2 472**	**2 424**
DETTES		**11**		
DETTES FINANCIÈRES		**11**		
Emprunts			30 842	27 498
Dettes rattachées à des participations			6 800	5 250
Comptes courants des filiales			1 051	2 749
Autres			541	583
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**IV**		**39 234**	**36 080**
PASSIF CIRCULANT				
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			15	6
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			6 408	8 677
Dettes fiscales et sociales			1 206	1 225
Autres dettes			2 408	3 587
TOTAL PASSIF CIRCULANT	**V**		**10 038**	**13 495**
TOTAL DETTES	**IV+V**		**49 272**	**49 575**
COMPTES DE RÉGULARISATION	**VI**	**12**	**1 463**	**1 926**
ÉCARTS DE CONVERSION – PASSIF	**VII**	**12**	**431**	**403**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À VI)**		**88 237**	**90 953**

NB : 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Ventes d'énergie		14 233	25 017
Autre production vendue		3 048	2 816
CHIFFRE D'AFFAIRES	**13.1**	**17 282**	**27 833**
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		18	13
PRODUCTION		**17 300**	**27 846**
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(6 094)	(17 712)
Autres achats		(4 454)	(3 762)
Autres charges externes		(6 652)	(6 464)
VALEUR AJOUTÉE		**100**	**(92)**
Subventions reçues		62	70
Impôts et taxes		(104)	(131)
Charges de personnel	13.2	(470)	(651)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**(412)**	**(804)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(230)	(203)
Dotations nettes aux provisions	13.3	(91)	97
Transfert de charges		30	39
Autres charges		(227)	(188)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		**(931)**	**(1 058)**
RÉSULTAT FINANCIER	**14**	**1 192**	**3 718**
RÉSULTAT COURANT		**262**	**2 660**
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	**15**	**(835)**	**(2 107)**
IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS	**16.2**	**377**	**549**
RÉSULTAT NET		**(196)**	**1 102**

NB : 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2019	31 déc. 2018
Capacité d'autofinancement de l'exercice	**1**	**1 160**	**3 152**
Variation des stocks		(308)	340
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		(2 604)	2 046
Variation des dettes fournisseurs		2 344	(1 784)
Variation des autres postes		502	(918)
Variation du besoin en fonds de roulement	**2**	**(66)**	**(317)**
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	**(1-2) = I**	**1 226**	**3 468**
Immobilisations incorporelles et corporelles		279	260
Immobilisations financières		379	4 544
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	**1**	**658**	**4 804**
Contributions de tiers		8	7
Produits des cessions d'éléments d'actif		234	465
Réduction des immobilisations financières		18	114
Ressources	**2**	**260**	**587**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	**(1-2) = II**	**398**	**4 217**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	**(I-II) = III**	**828**	**(749)**
Augmentation et diminution de capital	**1**	**-**	**(15)**
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	**2**	**(1 834)**	**(1 740)**
Emprunts obligataires		5 294	2 329
Emprunts Groupe		2 300	850
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		345	191
Appel au marché financier	**3**	**7 939**	**3 370**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(3 254)	(2 729)
Remboursements	**4**	**(3 254)**	**(2 729)**
FINANCEMENT	**(1+2+3+4) = IV**	**2 851**	**(1 114)**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	**(III+IV) = V**	**3 679**	**(1 862)**

NB : 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

NOTE 1 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2019 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.

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 qui déroge au Plan Comptable Général 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 de la volatilité importante des marchés a été prise en considération par ENGIE SA dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés notamment pour les tests de perte de valeur. Cet environnement a conduit ENGIE SA à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans ses évaluations.

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

  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 modifier les pertes de valeur à comptabiliser ;

- la valorisation des instruments financiers

  Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA doit utiliser des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

  Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05, 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 contrats dérivés ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision ; et celle-ci 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

  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 (cf. paragraphe *Créances d'exploitation* ci-après) ;

- l'évaluation des provisions pour risques et charges

  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

  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, amorties 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 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.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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, ou d'y exercer une influence notable ou qui permettent 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 notamment par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, ou à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (DCF et DDM) 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 où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

En application du règlement n° 2015-06 de l'ANC – article 9, le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence des 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 liaison 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

Figurent essentiellement dans ce compte, 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.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

Un 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 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 règlement ANC n° 2014-03 – Plan Comptable Général, articles 616-1 à 616-18 relatifs au traitement comptable des certificats d'économie d'énergie relevant du modèle «économies d'énergie».

Les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie laquelle est éteinte par :

- l'achat des certificats ; ou
- la réalisation de dépenses d'économies d'énergie ayant la nature de charges du cycle de production permettant l'obtention des certificats ; ou
- 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. Les certificats acquis à leur coût d'acquisition sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré ;
- sorties de stocks : les sorties de certificats, 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).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 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.

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a établi un Prix de Référence de Marché (PRM) des enchères de Garanties de Capacité pour l'année 2020 à 19 458,3 €/MW.

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 règlement ANC n° 2014-03 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 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. Elles sont valorisées au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz 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 nettées 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 au gaz livré non facturé est également pris en compte.

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 pour 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.

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 n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, leur remboursement n'étant pas perpétuel.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France 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 de remise en état des sites est constituée dès l'existence d'un engagement vis-à-vis d'un tiers (conclusion d'une offre engageante de cession du bien). Les provisions sont évaluées actif par actif et reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction des informations actuelles relatives à l'état des connaissances techniques et 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 et d'options d'achat d'actions

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.

Dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions, une provision est constituée dès lors qu'à la clôture de l'exercice, le cours de l'action est supérieur au prix d'exercice des options d'achat accordées. Elle 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 d'achat des titres, déduction faite du prix d'exercice acquitté par les salariés.

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.

Conformément à l'avis du Comité d'Urgence du Conseil National de la Comptabilité (CNC) n° 2005-C et en application de la méthode retenue par ENGIE SA telle que décrite ci-avant, 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 (cf. 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.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Conformément à la méthode préférentielle recommandée par le CNC, 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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.

L'article 66 de la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012 a instauré un Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE). Il est comptabilisé en réduction de la charge d'impôt au crédit du compte d'impôt sur les bénéfices.

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices

Faits significatifs de l'exercice

En 2019, la révision triennale des provisions pour le démantèlement et la gestion des matières fissiles irradiées des centrales nucléaires en Belgique ainsi que la mise à jour des perspectives macroéconomiques ont impacté fortement à la baisse la valeur des titres Electrabel, entraînant la comptabilisation d'une dépréciation de 1 581 millions d'euros.

Comparabilité des exercices

L'exercice 2019 est comparable à l'exercice 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2018	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2019
Incorporelles	**1 660**	**223**	**(46)**	**5**	**1 842**
Applications informatiques	1 089	-	(46)	233	1 276
Autres	362	-	-	-	362
En-cours [1]	209	223	-	(228)	204
Corporelles	**1 007**	**56**	**(40)**	**(5)**	**1 018**
Terrains	32	1	(3)	-	30
Actif de démantèlement	5	-	(2)	-	3
Constructions	486	1	(20)	6	473
Installations techniques	265	1	(14)	14	266
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	111	-	(1)	13	123
Autres	28	-	-	-	28
En-cours	80	53	-	(38)	95
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 667**	**279**	**(86)**	**-**	**2 860**

(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. 2018	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2019
Incorporelles	**975**	**159**	**(10)**	**1 125**
Applications informatiques	818	139	(10)	947
Autres	158	20	-	178
Corporelles	**597**	**39**	**(24)**	**613**
Terrains	-	-	-	-
Actif de démantèlement	5	-	(2)	3
Constructions	376	10	(16)	370
Installations techniques	124	18	(6)	136
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	67	10	-	77
Autres	26	1	-	27
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	**1 573**	**198**	**(34)**	**1 738**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2019
Immobilisations incorporelles	181	-	(18)	163
Immobilisations corporelles	25	19	(21)	24
TOTAL	**207**	**19**	**(39)**	**187**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018
Dotations aux amortissements d'exploitation	**180**	**172**
Dotation aux amortissements linéaires	178	169
Dotation aux amortissements dégressifs	2	2
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	-	1
Dotations aux amortissements exceptionnels	**18**	**18**
Reprises sur amortissements et dépréciations	**-**	**-**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019	Valeurs nettes au 31 déc. 2018
Incorporelles	**1 842**	**(1 125)**	**(163)**	**554**	**503**
Applications informatiques	1 276	(947)	(4)	325	266
Autres	362	(178)	(158)	26	28
En-cours	204	-	(1)	203	209
Corporelles	**1 018**	**(613)**	**(24)**	**381**	**384**
Terrains	30	-	(1)	29	29
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	473	(370)	(11)	92	88
Installations techniques	266	(136)	-	130	141
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	123	(77)	(12)	34	43
Autres	28	(27)	-	1	3
En-cours	95	-	-	95	80
Avances et acomptes	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**2 860**	**(1 738)**	**(187)**	**935**	**887**

NOTE 4 Immobilisations financières

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2019
Titres de participation	**74 667**	**190**	**(4)**	**-**	**74 853**
Titres de participation consolidés	74 040	175	-	-	74 215
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	285	-	-	-	285
Titres de participation non consolidés	342	15	(4)	-	353
Autres immobilisations financières	**598**	**246**	**(705)**	**-**	**139**
Autres titres immobilisés	42	-	-	-	42
Créances rattachées à des participations	511	4	(458)	-	57
Prêts	14	51	(52)	-	13
Autres immobilisations financières	31	191	(195)	-	27
TOTAL	**75 265**	**436**	**(709)**	**-**	**74 992**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et 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 créances rattachées s'explique par le dénouement du litige argentin et la comptabilisation en pertes des créances d'ENGIE SA vis-à-vis de ses filiales argentines pour 458 millions d'euros.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2019 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE New Business pour 77 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE Information & Technologies pour 50 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE China Investment Company pour 28 millions d'euros.
- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE New Ventures pour 20 millions d'euros.

Au 31 décembre 2019, le poste «Autres immobilisations financières» est composé de :

- dépôts versés pour 17 millions d'euros ;
- titres détenus dans le cadre de contrats de liquidités pour 10 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

4.2 Dépréciations

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2019
Titres de participation consolidés	5 846	1 638	(609)	-	6 875
Titres de participation consolidés – Malis techniques (1)	284	-	(105)	-	179
Titres de participation non consolidés	235	1	(1)	-	235
Autres titres immobilisés	8	-	-	-	8
Créances rattachées à des participations	510	4	(458)	-	56
Prêts	1	-	(1)	-	-
TOTAL	**6 884**	**1 643**	**(1 174)**	**-**	**7 353**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - Electrabel pour 1 581 millions d'euros,
  - ENGIE Information & Technologies pour 50 millions d'euros,
  - ENGIE China Investment Company pour 6 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - COGAC pour 450 millions d'euros,
  - SUEZ pour 245 millions d'euros,
  - ENGIE New Ventures pour 13 millions d'euros,
  - GENFINA pour 6 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 ;
- à la valeur de rendement pour les sociétés cotées en bourse, notamment SUEZ. Elle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice ;
- à 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 trajectoires supportant ces valeurs proviennent du budget 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 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 2023-2040. Ces projections constituant le scénario de référence Groupe ont été approuvées en décembre 2019. 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 ;
- 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 correspondent aux trajectoires présentées dans le rapport «Canfin, Grandjean et Mestrallet» publié en juillet 2016, et aux objectifs de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le «pacte vert pour l'Europe» présenté en décembre 2019. 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.

En particulier, les hypothèses les plus structurantes pour la détermination de la valeur d'utilité d'Electrabel, dont la valeur comptable représente près de la moitié du portefeuille titres d'ENGIE SA, concernent l'évolution :

- du cadre régulatoire de ses activités dans chacun des pays d'implantation et notamment du cadre régulatoire belge portant sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge ;
- de la demande de gaz et d'électricité ;
- des prix de l'électricité ;
- des taux de change ;
- et des taux d'actualisation.

Electrabel porte directement ou via des participations en Europe et à l'international les activités opérationnelles principales suivantes :

- activités de production et de vente d'électricité :
  - à partir du parc de centrales nucléaires en Belgique,
  - à partir de capacités thermiques principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Grèce, 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 ;
- activités de commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Australie, Singapour ;
- activités de gestion et d'optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

4.3 Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2019	Valeurs nettes au 31 déc. 2018
Titres de participation	**74 853**	**(7 289)**	**67 564**	**68 302**
Titres de participation consolidés	74 215	(6 875)	67 340	68 193
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	285	(179)	106	2
Titres de participation non consolidés	353	(235)	118	107
Autres immobilisations financières	**139**	**(64)**	**75**	**79**
Autres titres immobilisés	42	(8)	34	34
Créances rattachées à des participations	57	(56)	1	1
Prêts	13	-	13	13
Autres immobilisations financières	27	-	27	31
TOTAL	**74 992**	**(7 353)**	**67 639**	**68 381**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

4.4 Filiales et participations

Certaines données du tableau sont non auditées.

En millions d'euros	Capital social au dernier bilan connu	Autres capitaux propres au dernier bilan connu hors capital social	% du capital détenu au 31 déc. 2019
Raison sociale			
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%)			
Aguas Provinciales de Santa Fe (Données en monnaie locale d'opération)	1	(132)	64,19%
Celizan	-	-	100,00%
COGAC	1 287	(406)	100,00%
Ecometering	22	(16)	99,00%
Electrabel	4 640	12 911	99,13%
Electrabel France	532	(175)	100,00%
ENGIE Alliance	100	(49)	64,00%
ENGIE China Investment Company	43	(7)	100,00%
ENGIE Énergie Services	699	239	100,00%
ENGIE Energy Services International	1 571	321	100,00%
ENGIE Finance	5 460	200	100,00%
ENGIE Information & Technologies	5	(47)	100,00%
ENGIE Management Company	63	(84)	100,00%
ENGIE New Business	167	(3)	100,00%
ENGIE New Ventures	69	8	100,00%
ENGIE Rassembleurs d'Énergies	50	(13)	100,00%
GDF International	3 972	666	100,00%
GENFINA	392	173	100,00%
GRDF	1 801	1 779	100,00%
GRTgaz	620	3 644	74,78%
SFIG	55	9	100,00%
Sopranor	-	4	100,00%
Storengy SAS	2 733	15	100,00%
50Five	-	6	100,00%
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)			
Aguas Argentinas	26	(543)	48,20%
SUEZ (anciennement SUEZ Environnement)	2 485	5 937	32,06%
B – Renseignements concernant les autres filiales ou participations			
1. Filiales non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
2. Participations non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
TOTAL			

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Valeur comptable des titres détenus au 31 déc. 2019		Montant des prêts et avances consentis par ENGIE SA	Montant des cautions et avals fournis par ENGIE SA	Chiffre d'affaires du dernier exercice connu	Bénéfice net ou perte du dernier exercice connu	Dividendes encaissés par ENGIE SA au cours de l'exercice	Date de clôture du dernier exercice connu (comptes provisoires non certifiés)
Brut	Provisions						
39	(39)	-	-	-	65	-	12/2018
31	(31)	-	-	-	-	-	12/2019
2 434	(822)	-	-	-	66	-	12/2019
38	(34)	-	-	8	-	-	12/2019
34 148	(4 138)	-	-	11 077	(417)	-	12/2018
1 641	-	-	-	-	(65)	-	12/2019
62	-	-	1 000	-	(49)	-	12/2019
123	(87)	-	-	-	(7)	-	12/2019
2 933	-	-	-	2 394	(13)	524	12/2019
3 908	-	-	-	2	(12)	-	12/2019
5 567	-	7 295	-	-	103	181	12/2019
128	(128)	-	-	377	(45)	-	12/2019
115	(115)	-	-	172	(6)	-	12/2019
167	-	-	-	-	(3)	-	12/2019
92	-	-	-	-	1	-	12/2019
50	(7)	-	-	-	(2)	-	12/2019
3 972	-	-	-	-	294	39	12/2019
2 627	(1 326)	-	-	-	4	-	12/2019
8 405	-	-	-	3 486	306	589	12/2019
2 240	-	-	1	1 886	334	327	12/2019
58	-	-	-	2	13	-	12/2019
245	(240)	-	-	-	-	-	12/2019
2 733	-	-	-	62	22	-	12/2019
26	-	-	-	8	(7)	-	12/2018
145	(145)	-	-	-	(182)	-	12/2018
2 820	(148)	-	-	83	387	130	12/2018
57	(20)	-	-	-	-	1	
9	-	-	-	-	-	-	
21	(8)	-	-	-	-	49	
23	-	-	-	-	-	-	
48	(8)	-	-	-	-	2	
-	-	-	-	-	-	-	
74 905	**(7 296)**					**1 842**	

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 5 Stocks et en-cours

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2019
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	1 005	1 017	(1 473)	550
Certificats d'Économie d'Énergie	50	372	(375)	47
Garanties de capacités électricité	161	154	(4)	311
TOTAL	**1 215**	**1 543**	**(1 851)**	**908**

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2019 est en diminution de 455 millions d'euros par rapport à fin décembre 2018.

Effets prix et volumes s'ajoutent pour entraîner la baisse de la valeur du stock de gaz naturel, principalement sur les stockages souterrains français.

5.2 Certificats d'économie d'énergie

Le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 (modifiant l'article R. 221-1 du code de l'énergie) prolonge la quatrième période d'une année et modifie le volume de TWh cumac exigible sur la nouvelle période.

De ce fait, l'objectif national d'économie d'énergie pour cette quatrième période, du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2021, est désormais fixé à 2 133 TWh sur 4 ans pour l'ensemble des vendeurs, dont 533 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, ce dernier objectif ayant été instauré par l'article 30 de la Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV).

En application du décret n° 2017-690 du 2 mai 2017, 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 : 0,278 kWh cumac*/kWh vendu pour le gaz naturel, et 0,463 pour l'électricité (*cumac : unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement).

Pour l'obligation CEE «précarité énergétique» (533 TWhc), le coefficient de proportionnalité permettant de calculer l'obligation CEE à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique supplémentaire à l'obligation CEE «classique» est fixé à 0,333.

De plus, dans le cadre de sa mission, le Pôle National des Certificats d'Économies d'Énergie (PNCEE) a décidé de retirer la délivrance de 1 TWh de CEE. ENGIE SA conteste cette décision mais a constaté en 2018 une dépréciation de ces CEE de 4,5 millions d'euros.

NOTE 6 Créances

6.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2019	Degré de liquidité		
		À fin 2020	De 2021 à 2024	2025 et au-delà
Actif immobilisé	**139**	**5**	**2**	**132**
Créances rattachées à des participations	56	4	-	53
Prêts	13	1	2	10
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	69	-	-	69
Actif circulant	**15 249**	**15 027**	**107**	**115**
Créances clients et comptes rattachés (1)	4 145	4 113	32	-
Comptes courants des filiales	7 753	7 753	-	-
Autres créances d'exploitation	667	667	-	-
Autres créances	2 638	2 448	75	115
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	45	45	-	-
TOTAL	**15 388**	**15 031**	**109**	**247**

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 664 millions d'euros TTC au 31 décembre 2019 contre 592 millions d'euros TTC au 31 décembre 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2019
Créances rattachées à des participations	510	4	(458)	-	56
Prêts	1	-	(1)	-	-
Créances clients et comptes rattachés	286	239	(174)	-	351
Autres créances diverses	15	-	(14)	-	1
TOTAL	**813**	**243**	**(647)**	**-**	**409**

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2019	Valeurs nettes au 31 déc. 2018
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	303	(2)	301	440
OPCVM	1 047	-	1 047	1 522
Dépôts à terme	502	-	502	473
TOTAL	**1 852**	**(2)**	**1 850**	**2 434**

La valeur brute des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2019 est de 303 millions d'euros et fait l'objet d'une dépréciation de 2 millions d'euros, soit une valeur nette comptable de 301 millions d'euros. La valeur nominale des actions autodétenues est de 22 millions d'euros.

Le stock de titres d'autocontrôle se décompose en deux catégories :

- les actions non encore affectées à un plan futur (27 millions d'euros). Le cours moyen des vingt dernières cotations de l'exercice de ces actions étant inférieur au cours d'acquisition, ces actions font l'objet d'une dépréciation pour 2 millions d'euros ;
- les actions affectées à un plan (275 millions d'euros). Ces actions sont valorisées au cours du jour de la décision d'attribution, par le Conseil d'Administration, du plan auquel elles sont affectées. Ces actions sont conservées jusqu'à leur livraison à leur valeur nette comptable et font l'objet d'une provision constatée au passif (cf. Note 10.1.2).

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2019
Primes de remboursement des emprunts	143	51	(31)	163
Frais d'émission d'emprunts à étaler	48	14	(13)	49
Contrats optionnels	227	2	-	229
Instruments financiers	1 834	133	(993)	974
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**2 252**	**200**	**(1 037)**	**1 415**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	**339**	**68**	**(97)**	**310**

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 devise.

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 devise et/ou aux achats/ventes de commodités.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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**

Au cours de l'exercice 2019, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 12 455 417 actions et des cessions cumulées de 12 455 417 actions ayant généré une plus-value nette de 343 561 euros. Au 31 décembre 2019, 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 (cf. Note 9.3), ENGIE SA détient 22 153 694 actions propres au 31 décembre 2019.

9.2 Évolution des capitaux propres

En millions d'euros	
Capitaux propres au 31 décembre 2018	**36 616**
Dividendes distribués et acompte sur dividende et autres	(1 833)
Écarts de réévaluation	(2)
Provisions réglementées – Subventions investissements	9
Résultat	(196)
Capitaux propres au 31 décembre 2019	**34 594**

ENGIE SA a versé en 2019 :

- au titre de l'exercice 2018, un dividende net de l'acompte sur dividende versé en 2019, de 0,38 euro par action pour un montant total de 917 millions d'euros et un dividende exceptionnel de 0,37 euro par action pour un montant de 892,8 millions d'euros, déduction faite des actions autodétenues au jour de la mise en paiement des dividendes pour 16,7 millions d'euros. Le dividende total 2018 s'élève à un montant total de 2 718 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,112 euro par action pour un montant total de 23,7 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 de conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2019, ENGIE SA a attribué à certains salariés du Groupe ENGIE, 5 344 889 actions gratuites.

En 2019, ENGIE SA a livré 1 730 831 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 20 384 268 actions au 31 décembre 2019.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2019, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 22 153 694 au 31 décembre 2019, pour un montant total de 301 millions d'euros net de provision. Leur valeur de marché au 31 décembre 2019 ressort à 322 millions d'euros.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période *(en millions d'euros)* 2019	2018
Actions gratuites attribuées					
Plan ENGIE 10 décembre 2014	1 009 995	401 844	19,93	(8,66)	(58,55)
Plan LINK Abondement 10 décembre 2014	125 142	116 855	19,93	(1,78)	0,13
Plan ORS 2015 10 décembre 2015	86 437	-	19,88	0,32	0,11
Plan ENGIE 16 décembre 2015	3 349 695	1 086 714	16,02	(46,50)	9,29
Plan ENGIE 24 février 2016	66 265	58 928	19,93	(1,14)	(1,21)
Plan ENGIE 14 décembre 2016	5 297 560	-	12,03	(6,21)	29,51
Plan ENGIE 1er mars 2017	149 178	66 490	11,65	(1,35)	1,01
Plan ENGIE 13 décembre 2017	5 278 045	-	14,70	13,76	29,77
Plan ENGIE 7 mars 2018	135 583	-	12,65	0,35	0,86
Plan LINK Abondement 2 août 2018	301 816	-	13,44	0,60	0,46
Plan ENGIE 11 décembre 2018	5 001 510	-	12,26	16,88	1,39
Plan ENGIE 27 février 2019	187 674	-	13,90	0,85	-
Plan ENGIE 17 décembre 2019	5 157 215	-	14,73	0,83	-
TOTAL	**26 146 115**	**1 730 831**		**(32,06)**	**12,76**

La mise en place en 2019 de la refacturation des charges au titre des plans d'actions gratuites aux entités du Groupe a conduit à la revalorisation de ces plans au cours d'attribution et à la revalorisation des provisions sur malis. L'impact de ces écritures est une reprise de ces provisions pour 32 millions d'euros.

6

NOTE 10 Provisions

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Autres	Au 31 déc. 2019
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	10	12	(1)	-	-	21
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	266	49	(41)	(33)	-	241
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	23	2	(1)	-	-	23
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	1 107	134	(172)	-	-	1 069
Risques sur filiales	53	20	(14)	-	-	59
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	965	752	(600)	(58)	-	1 059
TOTAL	**2 424**	**969**	**(829)**	**(91)**	**-**	**2 472**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2019 s'élèvent à 21 millions d'euros contre 10 millions d'euros en 2018. Elles concernent la remise en état des sites ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé et couvrent notamment les obligations de mise en sécurité (qualité des eaux souterraines, pollution de l'air, autres) en l'état actuel de leur utilisation. La provision couvre enfin la remise en état des locaux de La Défense et de Lyon (Monolyte).

En 2015, a été mis en place un Plan National de Cessions immobilières (PNC) sur 5 ans qui comportait 236 sites non stratégiques.

Dès l'existence d'une offre engageante de cession du bien, une provision pour coût de démantèlement est constatée au passif avec pour contrepartie un actif de démantèlement amorti sur sa durée résiduelle.

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2019
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	4	12	-	-	15
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	6	-	(1)	-	5
TOTAL	**10**	**12**	**(1)**	**-**	**21**

Au 31 décembre 2019, la provision pour remise en état de sites se décompose de la manière suivante :

- provision avec actif de démantèlement en contrepartie : 3,4 millions d'euros ;
- provision antérieure : 1 million d'euros.

Une provision pour garantie d'imprévus a été comptabilisée dans le cadre du projet Campus. Il est en effet prévu contractuellement, avec la Métropole du Grand Paris, qu'ENGIE SA prendra à sa charge les travaux à hauteur de 14 millions d'euros TTC – soit 11,7 millions d'euros HT – en cas d'imprévu («imprévu» signifiant tout élément non prévisible et qui résulte de la présence dans les sols et sous-sols d'ouvrages enfouis ou d'une source exceptionnelle de pollution liée à l'activité d'ENGIE SA).

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2019, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 5 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 13 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité et 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 85 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 103 millions d'euros au 31 décembre 2019. 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 25 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

Au 31 décembre 2019, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 131 millions d'euros contre 164 millions d'euros au 31 décembre 2018.

En 2019, ENGIE SA a constaté une dotation de 34 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 66 millions d'euros 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

Suite aux différents contrôles fiscaux, ENGIE SA a doté plusieurs provisions pour risques fiscaux.

À la clôture de l'exercice 2019, la provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 22 millions d'euros soit un montant identique au 31 décembre 2018. Elle porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL.

Au 31 décembre 2019, les autres provisions relatives aux redressements des autres contributions et taxes (dont TVA, effort construction, CVAE) s'élèvent à 1,6 million d'euros.

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 2019, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 117,8 millions d'euros et repris un montant de 82 millions d'euros, conduisant à un solde de 524,5 millions d'euros à la clôture.

Au 31 décembre 2007, GRDF faisant partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz était neutre fiscalement. Pour autant, la filiale 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 de l'activité de distribution du gaz naturel. 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 2019, 90 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 2018 était de 99 millions d'euros. Une dotation relative à l'impact de l'effet changement de taux d'impôt futur a été comptabilisée pour 16 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Au 31 décembre 2019, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 068,5 millions d'euros dont 544 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

10.1.5 Autres provisions pour risques et charges

Ce poste recouvre principalement les provisions pour risques sur autres tiers, les provisions pour litiges (litiges commerciaux et réclamations) et les provisions pour risques de change et de taux. Les dotations et reprises sur ces provisions impactent surtout le résultat exceptionnel et financier.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2019 s'élèvent à 1 059 millions d'euros contre 965 millions d'euros en 2018.

Dans un contexte de changements structurels des marchés gaziers, ENGIE SA a décidé de refondre le modèle de gestion de son activité *midstream* gaz (hors GNL). Ainsi, au cours de l'exercice 2017, une nouvelle organisation a été mise en place afin de faire évoluer les modalités de gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et de stockage ainsi qu'un contrat d'échange d'électricité. Ces nouvelles modalités s'inscrivent dorénavant dans une logique de gestion individuelle des contrats concernés et non plus de gestion de portefeuille. L'impact comptable initial de ce changement s'est élevé à -678 millions d'euros. À fin décembre 2018, la provision pour contrats déficitaires s'élevait à 677 millions d'euros. Une reprise nette de provision a été constatée en 2019 pour 120 millions d'euros. À fin décembre 2019, la provision pour contrats déficitaires s'élève à 557 millions d'euros.

Le solde des provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2019 concerne principalement les contrats de réservation de capacités qualifiés de déficitaires pour 557 millions d'euros, les provisions pour litiges pour 103 millions d'euros, les provisions pour restructuration pour 50 millions d'euros, les provisions pour risques sur perte de change pour 27 millions d'euros, les provisions pour risques de taux pour 107 millions d'euros et les provisions pour autres risques pour 216 millions d'euros qui comprennent pour l'essentiel la provision pour *mark-to-market* négatif pour 197 millions d'euros.

La provision pour risques filiales s'élève à 59 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 53 millions d'euros au 31 décembre 2018.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2019
Provisions réglementées	**566**	**317**	**(316)**	**-**	**567**
Amortissements dérogatoires	512	317	(293)	-	536
Provision pour hausse de prix	54	-	(23)	-	31
Subventions d'investissement	**10**	**8**	**-**	**-**	**18**
TOTAL	**576**	**325**	**(316)**	**-**	**585**

NOTE 11 Dettes financières

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018
Emprunts	**30 842**	**27 498**
Emprunts obligataires hybrides	3 913	4 085
Emprunts obligataires	22 550	19 377
Autres emprunts	4 380	4 036
Dettes rattachées à des participations	**6 800**	**5 250**
Comptes courants filiales	**1 051**	**2 749**
Autres dettes financières	**541**	**583**
Dépôts reçus de la clientèle	25	26
Intégration fiscale	114	98
Part courue des charges d'intérêts	364	409
Soldes créditeurs de banques	4	14
Divers	34	35
TOTAL	**39 234**	**36 080**

L'augmentation des dettes financières de 3 154 millions d'euros s'explique notamment par :

- la souscription d'un nouvel emprunt à long terme auprès d'Electrabel pour 1 800 millions d'euros ;
- la hausse des encours d'emprunts obligataires en euros pour 2 975 millions d'euros ;
- la hausse de l'encours des NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) pour 323 millions d'euros ;
- partiellement compensées par la diminution de 1 698 millions d'euros sur le solde des comptes courants créditeurs des filiales due principalement à la variation du compte courant ENGIE Global Markets.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

11.2 Échéancier des dettes

		Degré d'exigibilité		
En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	À fin 2020	De 2021 à 2024	2025 et au-delà
Dettes financières	**39 234**	**8 569**	**15 067**	**15 598**
Emprunts obligataires hybrides	3 913	-	2 413	1 500
Emprunts obligataires	22 549	2 477	6 354	13 718
Autres emprunts	4 380	3 500	500	380
Dettes rattachées à des participations	6 800	1 000	5 800	-
Comptes courants filiales	1 051	1 051	-	-
Autres dettes financières	541	541	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**6 408**	**6 408**	**-**	**-**
Dettes fiscales et sociales	**1 206**	**1 206**	**-**	**-**
Autres dettes	**2 408**	**2 408**	**-**	**-**
Avances clients et comptes rattachés	1 041	1 041	-	-
Autres	1 367	1 367	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**15**	**15**	**-**	**-**
TOTAL	**49 272**	**18 607**	**15 067**	**15 598**

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2019	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	413	07/2013	07/2021	4,750%	Paris
En millions d'euros	1 000	06/2014	06/2024	3,875%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2018	04/2023	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2019	02/2025	3,250%	Paris
En millions d'euros	500	07/2019	07/2025	1,625%	Dublin

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2019	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	900	01/2009	01/2021	6,375%	Luxembourg
En millions d'euros	693	10/2010	10/2022	3,500%	Paris
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	424	11/2011	01/2020	3,125%	Paris
En millions d'euros	742	06/2012	02/2023	3,000%	Paris
En millions d'euros	410	07/2012	07/2022	2,625%	Paris
En millions d'euros	1 200	05/2014	05/2020	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 300	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2022	0,500%	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	700	03/2017	03/2024	0,875%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	500	09/2017	02/2023	0,375%	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	500	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	750	09/2019	03/2027	0,000%	Paris
En millions d'euros	900	10/2019	10/2030	0,500%	Paris
En millions d'euros	600	10/2019	10/2041	1,250%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	226	02/2009	02/2021	6,125%	Luxembourg
En millions de livres sterling	700	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	400	10/2011	10/2060	5,000%	Paris
En millions de francs suisses	275	10/2012	10/2020	1,125%	Zürich
En millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de dollars américains	750	10/2012	10/2022	2,875%	Aucune
Placements privés					
En millions d'euros	100	10/2011	10/2023	CMS10YR+0,505%	Paris
En millions d'euros	400	07/2012	01/2020	2,500%	Aucune
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Aucune
En millions d'euros	200	04/2013	04/2020	Euribor3M+0,58%	Paris
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	50	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	500	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions de yens	15 000	12/2008	10/2023	3,180%	Aucune
En millions de yens	10 000	07/2012	07/2022	1,260%	Paris
En millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	09/2017	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	11/2015	11/2021	2,681%	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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

11.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2019, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme dont l'appellation est dorénavant NEU CP, libellés en euros à hauteur de 2 351 millions d'euros (dont 896 millions d'euros à taux fixe) et des USCP (*US Commercial Paper)* en dollars américains à taux fixe pour une contrevaleur de 882 millions d'euros (991 millions de dollars américains). Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

ENGIE SA a également un encours de ligne de crédit utilisé à hauteur de 877 millions d'euros et un emprunt bancaire en dollars américains pour une contrevaleur de 267 millions d'euros (300 millions de dollars américains).

L'encours d'emprunt long terme auprès d'ENGIE Finance a diminué suite à une échéance au cours de l'année et s'élève au 31 décembre 2019 à 3 650 millions d'euros.

L'emprunt auprès d'ENGIE Alliance est stable à 850 millions d'euros.

ENGIE SA a souscrit en mars 2019 un emprunt à long terme de 1 800 millions d'euros auprès d'ENGIE Global Developments. Cet emprunt a été transféré à Electrabel en novembre 2019.

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. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
À taux variable				
Emprunts obligataires	6 469	7 210	375	378
Dettes rattachées à des participations	6 300	5 250	6 300	5 250
Autres emprunts	2 371	2 546	2 242	1 076
Comptes courants des filiales	1 051	2 749	1 051	2 749
Autres dettes financières	256	583	176	583
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 913	4 085	3 913	4 085
Emprunts obligataires	16 081	12 170	22 175	19 002
Dettes rattachées à des participations	500	-	500	-
Autres emprunts	2 009	1 487	2 138	2 957
Autres dettes financières	284	-	364	-
TOTAL	**39 234**	**36 080**	**39 234**	**36 080**

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. 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 913	3 753	3 913	3 753
Emprunts obligataires	22 550	19 377	18 425	15 450
Dettes rattachées à des participations	6 800	5 250	6 800	5 250
Autres emprunts	4 380	4 033	3 231	2 905
Comptes courants des filiales	854	2 356	854	2 356
Autres dettes financières	540	522	492	522
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	-	335	-	335
Emprunts obligataires	-	-	4 125	3 927
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	-	-	1 149	1 128
Comptes courants des filiales	197	393	197	393
Autres dettes financières	-	61	48	61
TOTAL	**39 234**	**36 080**	**39 234**	**36 080**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2019
Contrats optionnels	469	50	-	519
Instruments financiers	1 457	-	(514)	943
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**1 926**	**50**	**(514)**	**1 463**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**403**	**128**	**(100)**	**431**

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 risque 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 devise.

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 (cf. 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. 2019	31 déc. 2018
Ventes d'énergie		
• en France	11 197	9 034
• à l'étranger	3 036	15 983
Travaux, études et prestations de services	2 669	2 345
Produits des activités annexes et autres ventes	380	471
TOTAL	**17 282**	**27 833**

La baisse du chiffre d'affaires à l'étranger résulte d'un effet prix négatif sur l'ensemble des opérations de *trading* et d'un effet volume globalement négatif suite à une diminution des ventes avec ENGIE Energy Management et ENGIE Global Markets.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	8 642	20 334
• Électricité	5 591	4 683
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	2 669	2 345
• Produits des activités annexes et autres ventes	380	471
TOTAL	**17 282**	**27 833**

Au 31 décembre 2019, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 1 626 millions d'euros HT.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	31 déc. 2018	Variation	31 déc. 2019
Exécution	278	(52)	226
Maîtrise	1 702	(63)	1 639
Cadre	2 621	13	2 634
TOTAL	**4 601**	**(102)**	**4 499**

L'effectif moyen salarié s'élève à 4 499 en 2019 contre 4 601 en 2018.

Le poste charges de personnel se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Traitements et salaires	(273)	(289)
Charges sociales	(148)	(151)
Intéressement	(21)	(21)
Autres charges	(28)	(190)
TOTAL	**(470)**	**(651)**

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. 2019	31 déc. 2018
Provision pour renouvellement des biens en concession	(1)	-
Provision pour reconstitution de sites	11	(7)
Provisions relatives au personnel	(6)	(18)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	88	(74)
TOTAL	**91**	**(97)**

Les autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette de provision pour contrats déficitaires pour 120 millions d'euros ;
- dotation nette de provision liée aux litiges relatifs au personnel pour 14 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour *swap mark-to-market* négatif pour 143 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour litiges commerciaux pour 47 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour redressements fiscaux pour 4 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 30 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 39 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 14 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2019	31 déc. 2018
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 052)	565	(487)	(545)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations	-	8	8	36
Résultat de change	(320)	338	19	59
Dividendes reçus	-	1 840	1 840	4 259
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(206)	19	(187)	(92)
TOTAL	**(1 577)**	**2 770**	**1 192**	**3 718**

NOTE 15 Résultat exceptionnel

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2019	31 déc. 2018
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(52)	57	4	135
Cessions d'immobilisations financières	(177)	177	-	13
Provision pour hausse de prix	-	23	23	19
Amortissements dérogatoires	(316)	293	(24)	(92)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(1 663)	745	(918)	(2 189)
Autres	(596)	676	80	8
TOTAL	**(2 804)**	**1 970**	**(835)**	**(2 107)**

La ligne «Autres» comprend notamment diverses indemnités sur des opérations de restructuration immobilière, la cession à Shell d'un contrat d'approvisionnement en Azerbaïdjan, ainsi que les dépenses engagées dans le cadre du dénouement du litige argentin.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 2019 est de 34,43%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

	2019			2018		
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	261		261	2 660		2 660
• résultat exceptionnel	(834)		(834)	(2 107)		(2 107)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)		**377**	**377**		**549**	**549**
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		294			343	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		38			124	
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2019/2018)		45			82	
TOTAL	**(573)**	**377**	**(196)**	**553**	**549**	**1 102**

** Un signe positif traduit un produit d'impôt.*

En 2019 comme en 2018, 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 377,1 millions d'euros contre un produit d'impôt de 549 millions d'euros en 2018 s'expliquant principalement par :

- un produit d'intégration fiscale de 294,4 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 342,7 millions d'euros en 2018 qui résulte de la différence entre :
  - la contribution à l'impôt groupe due par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 293,3 millions d'euros contre 341,2 millions d'euros en 2018,
  - les crédits d'impôt au niveau du groupe fiscal intégré s'élevant à 1,1 million d'euros au 31 décembre 2019, contre 1,4 million d'euros en 2018,
  - et la charge d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré qui est nulle en 2019 tout comme en 2018 ;
- une reprise nette de provision pour impôt de 38,2 millions d'euros en 2019 contre 124 millions d'euros en 2018 intégrant notamment :
  - 35,8 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 36,1 millions d'euros de reprise nette en 2018,
  - 0,3 million d'euros de reprise sur risques fiscaux essentiellement sur le prix de transfert du GNL, contre une dotation de 11,5 millions d'euros en 2018,
  - 90,5 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, diminuée par la dotation de 16,5 millions d'euros relative à l'impact des effets de changement de taux d'impôts futurs,
  - 0,3 million d'euros d'impôt sur les sociétés dû sur les déficits sur base élargie ;
- divers autres impôts nets créditeurs pour 44,5 millions d'euros en 2019, essentiellement liés aux variations de stocks de CICE et de Crédit d'Impôt Recherche (CIR).

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

16.3 Situation fiscale différée

La position de la dette future d'impôt présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

Les taux d'imposition futurs retenus tiennent compte de l'effet de baisse progressive du taux d'impôt sur les sociétés de 2020 à 2022 selon le projet de loi de finances 2018.

	2019			2018			
En millions d'euros	32,02%	28,41%	25,82%	32,02%	28,92%	27,37%	25,83%
Année de retournement	**2020**	**2021**	**2022 et +**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022 et +**
Bases passives d'imposition différée							
• Charges déductibles non comptabilisées	310	-	-	339	-	-	-
• Produits comptabilisés non imposés	30	27	109	32	30	27	109
Bases actives d'imposition différée							
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	512	42	611	306	49	109	676
• Produits imposés non comptabilisés	324	-	39	336	-	-	39
Base fiscale différée nette	**496**	**15**	**541**	**271**	**19**	**82**	**606**
• Effet théorique d'imposition différée	159	4	140	87	5	22	157

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* 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 ainsi la quasi-totalité des besoins et des excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégies 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*, et à des émissions de NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) et d'USCP (*US 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 pour le cas où l'accès à cette source de financement viendrait 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 12 435 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédit syndiquées de 5 500 millions d'euros et 5 000 millions d'euros respectivement à échéance novembre 2022 et décembre 2024. Au 31 décembre 2019, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 877 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 4 500 millions de dollars américains utilisé à hauteur de 991 millions de dollars américains (soit 882 millions d'euros) au 31 décembre 2019, et NEU CP pour un montant de 5 000 millions d'euros utilisé à hauteur de 2 351 millions d'euros au 31 décembre 2019.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Concernant ses activités financières, ENGIE SA 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 surfaces financières et d'autre part, sur des 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*") 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 par un *middle-office* indépendant du trésorier Groupe.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre, sur sa dette nette, une politique d'optimisation de son coût de financement 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 de 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. 2019						
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. 2018
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	600	1 602	2 121	1 650	5 973	(1 592)	5 895
Payeur taux variable/receveur taux fixe	1 898	4 159	4 304	3 075	13 436	1 333	13 552
Achat de CAP							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	1 000	-	-	1 000	-	1 000
Achat de FRA							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	2 450	-	-	-	2 450	(3)	6 050
TOTAL EUR	**4 948**	**6 761**	**6 425**	**4 725**	**22 859**	**(262)**	**26 497**
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	455	570	-	72	1 097	(33)	1 045
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	-	72	72	7	120
TOTAL USD	**455**	**570**	**-**	**144**	**1 169**	**(26)**	**1 165**
TOTAL	**5 403**	**7 331**	**6 425**	**4 869**	**24 028**	**(288)**	**27 662**

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

	Notionnel au 31 déc. 2019						
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. 2018
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	250	638	1 291	2 179	(301)	3 179
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL GBP	**-**	**250**	**638**	**1 291**	**2 179**	**(301)**	**3 179**
Swap de devises							
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	229	-	-	229	9	229
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	149	-	-	149	(17)	149
TOTAL JPY	**-**	**378**	**-**	**-**	**378**	**(8)**	**378**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	227	144	-	-	371	56	742
TOTAL CHF	**227**	**144**	**-**	**-**	**371**	**56**	**742**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	46	44	-	90	(1)	150
Payeur taux fixe/receveur taux variable	274	-	-	-	274	(7)	274
Payeur taux variable/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	122
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	580	-	-	580	96	1 159
TOTAL USD	**274**	**626**	**44**	**-**	**944**	**88**	**1 705**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	67	-	-	67	(19)	67
TOTAL NOK	**-**	**67**	**-**	**-**	**67**	**(19)**	**67**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	75	54	129	2	54
TOTAL AUD	**-**	**-**	**75**	**54**	**129**	**2**	**54**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	98	153	251	(1)	-
TOTAL HKD	**-**	**-**	**98**	**153**	**251**	**(1)**	**-**
Swap de devises							
Payeur taux variable/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	5
TOTAL MXN	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**5**
TOTAL	**501**	**1 465**	**855**	**1 498**	**4 319**	**(183)**	**6 130**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2019 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 Eonia/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 896 millions d'euros sur les titres négociables à court terme (NEU CP) ;
- ENGIE SA a recours à des *swaps* de taux payeurs de taux variable à l'émission de toute nouvelle obligation, sauf décision particulière du Management. Par la suite et 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 ;
- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, ENGIE SA a mis en place depuis 2009 des macro-couvertures permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains pour un nominal au 31 décembre 2019 de 1 025 millions.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.1.4 Risque de change

ENGIE SA est exposée au risque de change principalement :

- sur les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel compte tenu des modes d'indexation des différents contrats d'achat ou de vente de gaz sur les prix des produits pétroliers qui eux-mêmes sont pour la plupart cotés en dollars américains ;
- sur les risques transactionnels spécifiques liés aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition ou de cession.

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.

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 des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises 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 sur des futures acquisitions en devises ou encore 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 qui lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur des dépôts et prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2019, les engagements correspondants sont les suivants :

	Engagements part fixe au 31 déc. 2019					
En millions d'euros	Par échéance			Contrevaleur au	Différentiel de change au	Engagement part fixe au
Contrats à terme	**2020**	**2021**	**2022 et au-delà**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2018**
Position acheteur						
Devise AUD	220	-	-	220	10	302
Devise CNH	9	-	-	9	-	9
Devise EUR	-	-	-	-	-	13
Devise GBP	91	-	-	91	-	248
Devise HUF	-	-	-	-	-	7
Devise NOK	-	-	-	-	-	-
Devise USD	1 079	-	-	1 079	(3)	1 408
Position vendeur						
Devise AUD	4	-	-	4	-	4
Devise CHF	202	-	-	202	2	180
Devise CNH	9	-	-	9	-	9
Devise EUR	-	-	-	-	-	113
Devise GBP	520	-	-	520	(2)	266
Devise HUF	-	-	-	-	-	-
Devise NOK	-	-	-	-	-	-
Devise USD	1 371	141	-	1 512	(7)	187

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2019	Échéance		
		À fin 2020	de 2021 à 2024	2025 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	88	34	38	16
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	8 738	606	4 660	3 472
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	5	5	-	-
Garanties cautions et avals aux filiales	5 996	2 877	1 641	1 478
Sûretés réelles données	-	-	-	-
Lignes de crédit	-	-	-	-
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	5 082	-	1 355	3 727
Engagements de location simple	378	67	244	67
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

Les engagements sur marchés comprennent les garanties données par ENGIE SA sur des contrats opérationnels pour elle-même, et pour le compte de ses filiales pour un total de 8 826 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Les garanties, cautions et avals aux filiales pour 5 996 millions d'euros 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 5 082 millions d'euros portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à CIC en 2011 pour un montant maximal de 2 804 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 maximum de 757 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de l'activité du GNL à Elf Aquitaine (Groupe Total) à échéance 2021, la responsabilité d'ENGIE SA pour les garanties de passif est de 200 millions de dollars américains et pour les indemnités spécifiques de 1 490 millions de dollars américains ;
- de six plateformes numériques et de la plateforme Smart O&M à ENGIE Information & Technologies pour une durée de 36 mois à compter du second trimestre 2019. Dans le cas des amendes des autorités compétentes en matière de protection des données, les échéances des engagements sont respectivement au 9 janvier 2020 et au 7 mars 2020.

Les engagements de location simple pour 378 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. 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, NWNT à échéance 2033 et Pillar Point à échéance 2036 à l'origine en partenariat avec Swire Pacific Ltd. Cette dernière ayant cédé en décembre 2009 sa participation dans la filiale commune à SUEZ Environnement, propriétaire maintenant à 100% de la filiale concernée, 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 a consenti un engagement d'indemnisation maintenant pour cette période le partage 50/50 de la responsabilité ultime entre les deux groupes) ;
- à «Ayr Environnemental Services» et «Caledonian Environnemental Services», sociétés écossaises, pour les contrats de construction de station d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le groupe de constructeurs Degrémont SA/AMEC Capital Projects Ltd ;
- au «Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork» pour le contrat de construction et d'exploitation de station d'assainissement d'eaux usées de la ville de Cork à échéance 2024 obtenu par un consortium composé de deux filiales d'ENGIE SA, de Dumez GTM filiale de Vinci, de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et Vinci contre-garantissant ENGIE SA ;
- 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 le pôle environnement et non déjà contre-garanties par elle ;
- 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 de bonne exécution à échéance 2028 par ENGIE SA. Au 31 décembre 2019, il subsiste 47 contrats de ce type.

ENGIE SA s'est en outre engagé à garantir Société d'Infrastructures Gazières (SIG), suite à l'entrée de cette dernière en juillet 2011 dans le capital de GRTgaz, proportionnellement à son pourcentage de détention (25%), pendant 20 ans, contre toutes pertes subies par elle du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2019	Échéance À fin 2020	de 2021 à 2024	2025 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties reçues	-	-	-	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	12 435	950	10 985	500
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 030	30	1 000	-
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	338	71	166	101
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

ENGIE SA dispose notamment de lignes de crédit syndiquées de 5 500 millions d'euros depuis mai 2005, dont l'échéance initialement prévue en 2012 a été reportée à novembre 2022, et de 5 000 millions d'euros depuis avril 2014, dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en décembre 2024. Les banques prêteuses disposent d'une possibilité de sortie individuelle en cas de changement du contrôle majoritaire de l'entreprise.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE ENGIE Alliance.

Les engagements de location simple pour 338 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 du gaz en Europe s'opère en partie grâce à des contrats long terme dont une partie en «*take-or-pay*». Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures de production et de transport coûteuses. Selon ces contrats, 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 (principalement climatiques) de la demande 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.

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 indexées et des mécanismes de révision de prix. ENGIE SA réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2019, les engagements d'ENGIE SA sont de 338 TWh à moins d'un an, 1 344 TWh entre deux et cinq ans et 1 490 TWh à plus de cinq ans.

Par ailleurs, ENGIE SA a souscrit des achats et ventes 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 terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

Au 31 décembre 2019, les engagements d'ENGIE SA sont de 62 TWh d'achats à terme et 227 TWh de ventes à terme.

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 2019, les engagements d'ENGIE SA sont de 98 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 211 TWh pour les ventes à terme d'électricité.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 de produits pétroliers.

Les instruments dérivés sur matières premières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par ENGIE SA consistent principalement en *swaps,* contrats à terme (*futures*) et 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 ses filiales spécialisées ENGIE Global Markets et ENGIE Energy Management 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 destinées 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 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. 2019				Juste valeur au 31 déc. 2019	Notionnel au 31 déc. 2018
	en GWh par échéance			en millions d'euros	en millions d'euros	en GWh
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
SWAPS (position acheteur)						
Gaz naturel	207 378	10 074	957	3 947	(504)	651 743
Produits pétroliers	17 138	121	22	950	48	-
Électricité	521	-	-	21	(5)	4 332
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
SWAPS (position vendeur)						
Gaz naturel	(181 229)	(9 568)	(432)	(3 412)	403	(554 738)
Produits pétroliers	(6 149)	-	-	(362)	(69)	-
Électricité	(3 013)	-	-	(121)	13	(3 918)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position acheteur)						
Gaz naturel	33 871	-	-	620	14	100 998
Produits pétroliers	5 574	-	-	437	2	5 574
Électricité	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position vendeur)						
Gaz naturel	(49 497)	-	-	(904)	(9)	(78 509)
Produits pétroliers	(5 574)	-	-	(334)	(72)	(5 574)
Électricité	-	-	-	-	-	-

(1) En kilos de quotas de CO_2.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

17.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

Il n'y a pas de comptabilité de couverture en social.

17.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2019 en GWh par échéance			en millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2019 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2018 en GWh
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
FORWARD (position acheteur)						
Gaz naturel	2 544 816	42 636	19 896	55 727	(14 067)	1 373 826
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	95 045	1	-	5 170	(503)	77 829
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	24 480
FORWARD (position vendeur)						
Gaz naturel	(2 484 165)	(43 747)	(23 555)	(55 017)	14 291	(1 219 234)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(53 727)	(192)	(415)	(2 749)	42	(44 251)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position acheteur)						
Gaz naturel	25 363	238	714	266	(73)	139 170
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	1 603	-	-	81	(2)	9 374
OPTIONS (position vendeur)						
Gaz naturel	(24 374)	(45)	-	(447)	(33)	(251 546)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(7 556)	-	-	(381)	15	(14 911)

(1) En kilos 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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 2019 (1)	Au 31 déc. 2018	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2018
Retraite	**2 233**	**2 015**	**296**	**281**	**2 529**	**2 296**
Régime	2 233	2 015	296	281	2 529	2 296
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**283**	**276**	**27**	**27**	**310**	**304**
Avantage en nature énergie et eau	157	163	5	5	162	168
Indemnités de fin de carrière	52	48	-	-	52	48
Indemnités de secours immédiat	59	51	-	-	59	51
Autres (2)	15	14	22	22	37	36
Autres engagements envers le personnel	**85**	**79**	**-**	**-**	**85**	**79**
Pensions d'invalidité et autres	77	71	-	-	77	71
Médailles du travail	8	8	-	-	8	8
TOTAL	**2 601**	**2 371**	**323**	**308**	**2 925**	**2 679**

(1) Dont 103 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (cf. Note 18.4).
(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	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**
Taux d'actualisation	1,31%	2,06%	1,31%	2,07%	1,01%	1,75%	1,24%	2,06%
Taux d'inflation	1,78%	1,82%	1,78%	1,82%	1,78%	1,82%	1,78%	1,82%
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	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**
Taux d'actualisation	0,92%	1,50%					0,92%	1,50%
Taux d'inflation	1,78%	1,80%					1,78%	1,80%
Durée résiduelle de service								

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG								
Ex-Cie Financière	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**
Taux d'actualisation	0,92%	1,50%		1,50%			0,92%	1,50%
Taux d'inflation	1,78%	1,80%		1,80%			1,78%	1,80%
Durée résiduelle de service		2 ans						2 ans

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 17%.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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).

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.

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 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) bénéficie 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.

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.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	**2 015**	**2 156**	**276**	**298**	**79**	**89**	**281**	**267**	**27**	**29**	**-**	**-**	**2 679**	**2 839**
Impacts fusion et filialisations	-	(6)	-	(2)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(9)
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	26	33	7	7	12	11	-	-	-	-	-	-	44	52
Charges d'intérêt sur obligation	39	41	6	6	1	1	4	4	-	-	-	-	51	53
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	242	(119)	(6)	(30)	-	(15)	10	26	1	-	-	-	247	(139)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) (1)	(89)	(89)	-	(3)	(7)	(7)	(9)	(16)	(2)	(2)	-	-	(106)	(116)
Autres	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	-	9	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	**2 233**	**2 015**	**283**	**276**	**85**	**79**	**297**	**281**	**26**	**27**	**-**	**-**	**2 924**	**2 679**

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 106 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 116 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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 2019, ENGIE SA a provisionné 103 millions d'euros, contre 98 millions d'euros en 2018, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 5 millions d'euros.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	**-**	**-**	**12**	**13**	**79**	**80**	**6**	**7**	**1**	**3**	**-**	**-**	**98**	**103**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Coût des services rendus de la période	-	-	1	1	12	11	-	-	-	-	-	-	13	12
Charges d'intérêt sur obligation	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	-	-	1	-	(1)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	(5)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-	-	(1)	(2)	(7)	(7)	(1)	(1)	(1)	(2)	-	-	(10)	(12)
Autres	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	**-**	**-**	**13**	**12**	**85**	**79**	**5**	**6**	**-**	**1**	**-**	**-**	**103**	**98**

(1) En 2019, comme en 2018, il s'agit exclusivement des engagements de retraite hors IEG.
(2) Indemnités congés exceptionnels (13 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ et prime eau nulle au 31 décembre 2019.
(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (50 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (24 millions d'euros), d'amiante (3 millions d'euros) et médailles du travail (8 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 2019 par ces fonds assurantiels pour un montant de 83 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 823 millions d'euros au 31 décembre 2019 contre 1 775 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	**1 544**	**1 696**	**22**	**27**	**-**	**-**	**209**	**214**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 775**	**1 937**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Rendement attendu des actifs	31	33	-	-	-	-	4	3	-	-	-	-	35	36
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	84	(119)	1	(2)	-	-	39	6	-	-	-	-	124	(115)
Prestations payées pour les actifs de couverture	(65)	(66)	-	(2)	-	-	(16)	(15)	-	-	-	-	(81)	(83)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	**1 594**	**1 544**	**23**	**22**	**-**	**-**	**237**	**209**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 854**	**1 775**

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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Rendement réel des actifs de couverture	**8,8%**	**-5,2%**	**8,8%**	**-5,2%**	**0,0%**	**0,0%**	**2,9%**	**2,9%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**

Le taux de rendement réel des actifs retenu pour l'exercice 2019 est de 8,79% pour les actifs de couverture retraite et également pour les autres actifs du régime des IEG.

Le taux de rendement réel attendu des actifs retenu pour l'exercice 2019 est de 2,86% pour les actifs de couverture retraite pour les actifs du régime hors IEG.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2019	2018	2019	2018
Placements actions	30%	28%	9%	8%
Placements obligataires	65%	67%	82%	82%
Autres (y compris monétaires)	5%	5%	9%	9%
	100%	**100%**	**100%**	**100%**

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG retraite et 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 2019 s'élève à 3 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 s'élèvent à 4,8 millions d'euros en 2019 contre 5 millions d'euros en 2018.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

NOTE 19 Litiges

19.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le Tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre de la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

19.2 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris, dans un arrêt du 2 juin 2016 rendu contre une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDiS) de septembre 2014, a considéré que la prestation d'acheminement rendue au bénéfice des fournisseurs devait et aurait dû, depuis l'ouverture du marché, être rendue au bénéfice des clients finals. Jusqu'à ces décisions, seule la prestation de livraison était effectuée par le distributeur au profit des clients finals et faisait l'objet d'une rémunération des fournisseurs pour la gestion clientèle en raison de l'existence du contrat unique.

En raison du fait que le fournisseur assure désormais la gestion clientèle relative aussi à l'acheminement du gaz pour le compte du distributeur, le fournisseur devient l'intermédiaire du distributeur auprès du client final pour les prestations de livraison et d'acheminement. Le schéma des relations contractuelles a ainsi totalement été modifié et a pour conséquences que (i) le risque des impayés des clients finals correspondant à la part «acheminement» du contrat de fourniture devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et non par le fournisseur de gaz, (ii) et que les prestations de gestion de clientèle relative aux prestations de livraison et d'acheminement (la distribution), réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du GRD. La Cour d'appel de Paris a ainsi enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes et a renvoyé au CoRDiS le soin d'évaluer le montant de la prestation de gestion clientèle. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel.

En mars 2018, la Cour de cassation a renvoyé à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) la question de savoir si le droit de l'Union européenne imposait que le CoRDiS puisse prendre des décisions à caractère rétroactif. L'avocat général de la CJUE a déposé ses conclusions en mai 2019. La CJUE a rendu son arrêt le 19 décembre 2019 considérant que rien dans la Directive Gaz (Directive 2009/73/CE) n'interdisait à une autorité de règlement des différends de prendre des décisions emportant des effets de nature rétroactive au regard de la date du différend. La Cour de cassation, suite à l'arrêt de la CJUE, a prévu une audience en avril 2020. L'arrêt de la Cour de cassation pourrait intervenir avant la fin du premier semestre 2020.

19.3 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance 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 avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative de Versailles en mai 2019. Des échanges de mémoire entre les parties sont en cours.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001 et des instances sont encore en cours devant les juridictions d'appel pour les demandes de remboursement afférentes aux exercices 2002/2003/2004.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

19.4 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnements et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite en Uruguay le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes.

Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage avec siège à Madrid, sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI), et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le Tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains ; ENGIE a été formellement cité dans cette procédure le 5 décembre 2018. Les deux procédures sont pendantes.

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 R. 123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2019 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2018. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 administrateurs (contre 4 sur un total de 19 administrateurs auparavant).

L'État détient 34,23% des droits de vote théoriques (ou 34,47% des droits de vote exerçables) contre 34,51% à fin décembre 2018.

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. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

Relations avec EDF

Gaz de France 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 (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

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 «Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel».

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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 2019 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 20 millions d'euros.

D'autre part, les avantages postérieurs à l'emploi, pour ces mêmes personnes, s'élèvent à 39 millions d'euros au 31 décembre 2019.

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des administrateurs du service public élus sur proposition de l'État et de l'administrateur représentant les salariés actionnaires, reçoivent des jetons de présence ; leur montant est de 0,8 million d'euros pour 2019.

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2019.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

Les seuils dont les franchissements sont présentés dans cette note sont de 10% et 50% correspondant aux pourcentages de détention à partir desquels une entité détenue devient respectivement une participation et une filiale selon le Code de commerce.

CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES

	% au 31 déc. 2018	% au 31 déc. 2019	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales [1]						
SPEED REHAB (ex-ENGIE Invest 65)	100%	-		X	4 177 303	Immobilier
ENGIE BIOGAZ	50%	-	X		18 500	Énergie renouvelable
Participations [2]						
CAP VERT BIOENERGIE DE BREUILH	49%	-	X		49 000	Énergie renouvelable
Ceren GIE	11%	-		X	12 193	Cabinet d'études

(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. 2018	% au 31 déc. 2019	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales [1]	-	-			-	
Participations [2]						
L'Institut de l'Économie Positive	-	10,71%		X	300 005	Conseil

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices

	2019	2018	2017	2016	2015
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	-	-	-	4 775 429	10 777 079
Opérations et résultat de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	17 282	27 833	20 585	17 939	19 891
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	378	2 960	2 431	245	391
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(377)	(549)	(1 001)	(672)	(540)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	(196)	1 102	1 421	448	268
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres) [1]	1 948	2 718	1 700	2 416	2 414
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,31	1,44	1,41	0,38	0,38
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	(0,08)	0,45	0,58	0,18	0,11
Dividende versé par action [1]	0,80	1,12	0,70	1,00	1,00
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice [2]	4 534	4 400	4 873	5 182	5 461
Montant de la masse salariale de l'exercice	273	289	317	332	343
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraite, œuvres sociales…)	197	362	269	256	262

(1) Soumis à l'approbation du Conseil d'Administration.
(2) L'effectif moyen salarié s'élève, en 2019, à 4 534 contre 4 740 en 2018 (les salariés en CDI non statutaires, en CDD et les alternants ont été considérés dans les effectifs contrairement à l'année 2018).

Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019 de verser un dividende unitaire de 0,80 euro par action, soit un montant total de 1 948 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2019. Ce dividende unitaire proposé de 0,80 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de 2 ans au 31 décembre 2019 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2019

A 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 2019, 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 qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2019 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 ou par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 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.

Estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit « en compteur »)

[notes 1 et 13 de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison, ce qui conduit votre société à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2019, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 1 626 M€. 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. 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 et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires livré et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.	Les travaux que nous avons effectués 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 examiné les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par votre groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôlé 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 ; • analysé la cohérence des volumes livrés avec le Bilan énergie, qui correspond à la réalité physique des opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) et de ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux, préparé par votre société ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Evaluation des titres de participation

[notes 1 et 4 de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Les titres de participation s'élèvent à 74 853M€ au 31 décembre 2019 (67 564M€ en valeur nette) et incluent la quote-part du mali technique issu de la fusion-absorption de la société SUEZ par la société Gaz de France en 2008 qui leur est affectée pour 285 M€. Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés. Comme indiqué dans la section « Immobilisations financières » de la note 1 de l'annexe aux comptes annuels, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable des titres pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable à leur valeur d'utilité, si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée notamment par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, ou à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des 20 derniers cours de Bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (« *Discounted Cash Flow* » ou « *Dividend Discount Model* »), et 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 2020 et du plan d'affaires à moyen terme 2021-2022 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 2023-2040 approuvé en décembre 2019 par votre Comité Exécutif. Tel que mentionné dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les dépréciations constatées à hauteur de1 643 M€ en 2019 portent notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (1 581 M€). L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu de leur importance au bilan (77 % du total actif) et en raison des jugements nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité.	Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations 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, pour les sujets les plus complexes, l'aide de nos experts en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à : • examiner les méthodes d'évaluation 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, du charbon et du pétrole, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ; • apprécier la cohérence des hypothèses opérationnelles et régulatoires propres à chacune des entités retenues 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, avec l'aide de spécialistes internes ; • apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels ; • s'agissant des modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels : – apprécier la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence du Groupe ; – apprécier la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché.

Evaluation des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux

[notes 1, 10 et 19 de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société est engagée dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges, procédures au titre de la concurrence, contentieux et enquêtes, avec des tiers ou des autorités judiciaires et/ou administratives y compris fiscales, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les principaux litiges pouvant avoir un impact significatif sur votre société sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels. Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.	Nos travaux ont principalement consisté à : • examiner les procédures mises en œuvre par votre société afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ; • corroborer ces analyses aux confirmations obtenues des avocats ; • apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par votre société ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes de votre société. Nous avons également recours à nos experts pour les analyses les plus complexes ; • apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels.

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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.

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. 441-4 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. 225-37-3 et L. 225-37-4 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 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. 225-37-5 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.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

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 2019, nos cabinets étaient dans la douzième 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. 823-10-1 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

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

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. 822-10 à L. 822-14 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 10 mars 2020

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES — Olivier Broissand Patrick E. Suissa

ERNST & YOUNG et Autres — Charles-Emmanuel Chosson Stéphane Pédron

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Copie certifiée conforme
DR / 17/06/2020 10:15:33
N° de dépôt - 2020/15483 / 542107651

Pour copie certifiée conforme délivrée le 17/06/2020
Page 423 sur 423