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-C)

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

Ce dépôt a été enregistré le 27/05/2024 sous le numéro de dépôt 17445

6.2 COMPTES CONSOLIDÉS

6.2.1 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
CHIFFRE D'AFFAIRES	**6.2 & 7**	**82 565**	**93 865**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(56 992)	(74 535)
Charges de personnel	8.2	(8 149)	(8 078)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(4 911)	(5 187)
Impôts et taxes	8.4	(2 627)	(3 380)
Autres produits opérationnels		1 541	1 624
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		**11 427**	**4 309**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	1 066	1 059
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		**12 493**	**5 367**
Pertes de valeur	9.1	(1 318)	(2 774)
Restructurations	9.2	(47)	(230)
Effets de périmètre	9.3	(85)	91
Autres éléments non récurrents	9.4	(4 945)	(1 328)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**6 098**	**1 127**
Charges financières		(3 340)	(3 700)
Produits financiers		1 177	697
RÉSULTAT FINANCIER	**10**	**(2 163)**	**(3 003)**
Impôt sur les bénéfices	11	(1 031)	83
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**2 903**	**(1 793)**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES [(1)]		**-**	**2 183**
RÉSULTAT NET		**2 903**	**390**
Résultat net part du Groupe		**2 208**	**216**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe		2 208	(1 965)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe		-	2 182
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		**695**	**173**
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		695	172
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		-	1
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EN EUROS)	**12**	**0,88**	**0,06**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action		0,88	(0,84)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action		-	0,90
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EN EUROS)	**12**	**0,87**	**0,06**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué		0,87	(0,84)
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué		-	0,90

(1) Le résultat net des activités non poursuivies 2022 correspond à la quote-part de résultat relative à Equans.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
RÉSULTAT NET		**2 903**	**390**
Instruments de dette	14.1	325	(378)
Couverture d'investissement net	15	148	(15)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	15	(83)	938
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) (1)	15	(3 162)	(4 719)
Impôts différés sur éléments recyclables ou recyclés		765	951
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		36	871
Écarts de conversion		(343)	848
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	(118)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**(2 315)**	**(1 622)**
Instruments de capitaux propres	14.1	120	(685)
Pertes et gains actuariels		(580)	2 718
Impôts différés sur éléments non recyclables		135	(613)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		1	5
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		-	48
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**(324)**	**1 472**
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES		**(2 639)**	**(150)**
RÉSULTAT GLOBAL		**264**	**240**
Dont quote-part du Groupe		(717)	(257)
Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle		981	497

(1) La diminution du prix de marché des matières premières au cours de 2023 a contribué à des variations importantes de la juste valeur des instruments financiers, impactant les autres éléments du résultat global. En 2023, les couvertures prises au titre des activités de fourniture d'électricité en France, en Belgique et aux Pays-Bas ainsi que les ventes résultant de la production de certains de nos actifs sur ces mêmes périmètres ont été qualifiés d'instruments de couverture de flux de trésorerie conformément à IFRS 9. Les résultats latents, pour la partie efficace de la couverture, sont désormais, tout comme pour les couvertures liées à nos activités de fourniture de gaz en Europe déjà qualifiées, enregistrés en "Autres éléments du résultat global" et sont recyclés dans le résultat opérationnel au même moment que les transactions couvertes auxquelles ils se rapportent.

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État de la situation financière

Actif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Actifs non courants			
Goodwill	13.1	12 864	12 854
Immobilisations incorporelles nettes	13.2	8 449	7 364
Immobilisations corporelles nettes	13.3	57 950	55 488
Autres actifs financiers	14	14 817	10 599
Instruments financiers dérivés	14	12 764	33 134
Actifs de contrats	7	1	9
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	9 213	9 279
Autres actifs non courants	22	990	766
Actifs d'impôt différés	11	1 974	2 029
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**119 023**	**131 521**
Actifs courants			
Autres actifs financiers	14	2 170	2 394
Instruments financiers dérivés	14	8 481	15 252
Créances commerciales et autres débiteurs	7	20 092	31 310
Actifs de contrats	7	9 530	12 575
Stocks	22	5 343	8 145
Autres actifs courants	22	13 424	18 294
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	16 578	15 570
Actifs classés comme détenus en vue de la vente		-	428
TOTAL ACTIFS COURANTS		**75 617**	**103 969**
TOTAL ACTIF		**194 640**	**235 490**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

Passif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Capitaux propres part du Groupe		30 057	34 253
Participations ne donnant pas le contrôle	2	5 667	5 032
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**16**	**35 724**	**39 285**
Passifs non courants			
Provisions	17	18 792	24 663
Emprunts à long terme	14	37 920	28 083
Instruments financiers dérivés	14	16 755	39 417
Autres passifs financiers	14	82	90
Passifs de contrats	7	93	121
Autres passifs non courants	22	3 614	3 646
Passifs d'impôt différés	11	5 632	6 408
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**82 889**	**102 427**
Passifs courants			
Provisions	17	13 801	2 365
Emprunts à court terme	14	9 367	12 508
Instruments financiers dérivés	14	7 806	11 859
Fournisseurs et autres créanciers	14	22 976	39 801
Passifs de contrats	7	3 960	3 292
Autres passifs courants	22	18 118	23 583
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente		-	371
TOTAL PASSIFS COURANTS		**76 027**	**93 778**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**194 640**	**235 490**

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2021	**2 435**	**26 058**	**5 238**	**3 767**	**1 711**	**(2 017)**	**(199)**	**36 994**	**4 986**	**41 980**
Résultat net	-	-	216	-	-	-	-	216	173	390
Autres éléments du résultat global	-	-	1 311	-	(2 379)	595	-	(474)	324	(150)
RÉSULTAT GLOBAL	**-**	**-**	**1 527**	**-**	**(2 379)**	**595**	**-**	**(257)**	**497**	**240**
Rémunération sur base d'actions	-	3	45	-	-	-	-	48	-	48
Dividendes distribués en numéraire [1]	-	(394)	(1 689)	-	-	-	-	(2 082)	(482)	(2 565)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(43)	-	-	-	10	(33)	-	(33)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [1]	-	-	(77)	(374)	-	-	-	(451)	-	(451)
Transactions entre actionnaires [1] [2]	-	-	154	-	-	-	-	154	56	210
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	(41)	(41)
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	19	19
Changements normatifs [3]	-	-	(116)	-	-	-	-	(116)	(6)	(121)
Autres variations	-	-	(5)	-	-	-	-	(5)	3	(1)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2022	**2 435**	**25 667**	**5 036**	**3 393**	**(668)**	**(1 422)**	**(189)**	**34 253**	**5 032**	**39 285**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 16 "Éléments sur capitaux propres" des états financiers consolidés au 31 décembre 2022.

(2) Concerne principalement la cession d'une partie du portefeuille d'actifs renouvelables aux États-Unis. (cf. Note 16.2.4 "Autres opérations" des états financiers consolidés au 31 décembre 2022).

(3) Contrat SaaS (cf. Note 1.1.2 "Autre texte" des états financiers consolidés au 31 décembre 2022).

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2022	**2 435**	**25 667**	**5 036**	**3 393**	**(668)**	**(1 422)**	**(189)**	**34 253**	**5 032**	**39 285**
Résultat net	-	-	2 208	-	-	-	-	2 208	695	2 903
Autres éléments du résultat global	-	-	(307)	-	(2 348)	(270)	-	(2 925)	286	(2 639)
RÉSULTAT GLOBAL	**-**	**-**	**1 901**	**-**	**(2 348)**	**(270)**	**-**	**(717)**	**981**	**264**
Rémunération sur base d'actions	-	-	53	-	-	-	-	53	-	53
Dividendes distribués en numéraire (1)	-	(1 752)	(1 675)	-	-	-	-	(3 427)	(522)	(3 949)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(69)	-	-	-	12	(57)	-	(57)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée	-	-	(80)	-	-	-	-	(80)	-	(80)
Transactions entre actionnaires (2)	-	-	(99)	-	-	-	-	(99)	(68)	(168)
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	201	201
Changements normatifs	-	-	(5)	-	-	-	-	(5)	-	(5)
Autres variations (3)	-	-	137	-	-	-	-	137	4	140
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 435**	**23 916**	**5 198**	**3 393**	**(3 015)**	**(1 693)**	**(177)**	**30 057**	**5 667**	**35 724**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 16 "Éléments sur capitaux propres".

(2) Concerne principalement l'acquisition de la participation minoritaire détenue par Mitsui & Co., Ltd. ("Mitsui") dans International Power (Australia) Holdings Pty Limited ("IPAH") (cf. Note 4 "Principales variations de périmètre").

(3) L'impact net concerne principalement la résolution du litige avec l'Administration fiscale française sur la cession sans recours de la créance de précompte opérée par le Groupe en 2005. Ce litige est présenté dans la Note 23 "Contentieux et enquêtes".

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
RÉSULTAT NET		**2 903**	**390**
- Résultat net des activités non poursuivies		-	2 183
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**2 903**	**(1 793)**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(1 066)	(1 059)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		1 031	713
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		11 020	8 057
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		136	74
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(2 430)	3 661
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(382)	(157)
- Charge d'impôt	11	1 031	(83)
- Résultat financier	10	2 163	3 003
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**14 407**	**12 415**
+ Impôt décaissé		(1 687)	(1 504)
Variation du besoin en fonds de roulement	**22.1**	**397**	**(2 424)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**13 117**	**8 488**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	**98**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**13 117**	**8 586**
Investissements corporels et incorporels	13.2 & 13.3	(7 328)	(6 379)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	4 & 14	(1 392)	(289)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	4 & 14	(237)	(407)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	(1 675)	175
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	13.2 & 13.3	122	173
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	4 & 14	27	6 728
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	4 & 14	131	1 461
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	(8)	268
Intérêts reçus d'actifs financiers		118	(37)
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		9	18
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.6	(1 585)	(2 877)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(11 818)**	**(1 167)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	**(3 123)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(11 818)**	**(4 290)**
Dividendes payés (1)		(4 067)	(2 665)
Remboursement de dettes financières		(6 671)	(10 972)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		15	188
Intérêts financiers versés		(1 058)	(822)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		569	194
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		134	(216)
Augmentation des dettes financières		10 716	8 669
Augmentation/diminution de capital		200	(259)
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(57)	(115)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(218)**	**(5 997)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		-	**3 019**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**(218)**	**(2 979)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies		(73)	356
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		-	7
Effet des variations de change et divers		(73)	363
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**1 008**	**1 680**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		**15 570**	**13 890**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		**16 578**	**15 570**

(1) La ligne "Dividendes payés" comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 16 "Éléments sur capitaux propres").

NB : Les valeurs figurant dans les tableaux sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

6.2.2 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés 261
NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2023 264
NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence 271
NOTE 4 Principales variations de périmètre 278
NOTE 5 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière 279
NOTE 6 Information sectorielle 283
NOTE 7 Ventes 287
NOTE 8 Charges opérationnelles 290
NOTE 9 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles 291
NOTE 10 Résultat financier 293
NOTE 11 Impôts 294
NOTE 12 Résultat par action 298
NOTE 13 Actifs immobilisés 299
NOTE 14 Instruments financiers 310
NOTE 15 Risques liés aux instruments financiers 324
NOTE 16 Éléments sur les capitaux propres 341
NOTE 17 Provisions 343
NOTE 18 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme 349
NOTE 19 Paiements fondés sur des actions 354
NOTE 20 Transactions avec des parties liées 355
NOTE 21 Rémunérations des dirigeants 356
NOTE 22 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs 356
NOTE 23 Contentieux et enquêtes 358
NOTE 24 Événements postérieurs à la clôture 362
NOTE 25 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 362
NOTE 26 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises 363

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code de 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 21 février 2024, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2023.

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 2022 et 2023 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 2023, 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 2023 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2022 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2023

- IFRS 17 – Contrats d'assurance (incluant amendements).
- Amendements IAS 1 – Présentation des états financiers et guide d'application pratique de la matérialité : informations à fournir sur les méthodes comptables.
- Amendements IAS 8 – Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs : définition des estimations comptables.
- Amendements IAS 12 – Impôts sur le résultat : impôt différé rattaché à des actifs et passifs issus d'une même transaction.
- Amendements IAS 12 – Impôts sur le résultat : Réforme fiscale internationale – Modèle Pilier 2.

Cette norme et ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2024 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 1 – Présentation des états financiers : classification des passifs en courant et non courant.
- Amendements IFRS 16 – Contrats de location : obligation locative découlant d'une cession-bail.
- Amendements IAS 7 – État des flux de trésorerie et IFRS 7 – Instruments financiers : Informations à fournir : accords de financement de fournisseurs [2].
- Amendements IAS 21 – Effet des variations des cours des monnaies étrangères : absence de convertibilité [1].

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

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

1.2.1 Convention du coût historique

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros et préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IFRS 9.

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1er janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1er janvier 2004.

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne : http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410

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

1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1er janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1er janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les "Intérêts reçus d'actifs financiers 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.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que des produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la volatilité des marchés des matières premières et de la guerre en Ukraine, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement et la volatilité des marchés ont aussi été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et de l'électricité.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* (cf. Note 13.1), des immobilisations incorporelles (cf. Note 13.2) et des immobilisations corporelles (cf. Note 13.3) ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers et, dans le contexte actuel, la prise en compte des incertitudes dans les hypothèses clés retenues, notamment la mise à jour des principaux paramètres d'évaluation des instruments dérivés sur matières premières, notamment la réserve *bid ask*, afin de refléter la volatilité des prix sur les matières premières (cf. Notes 14 et 15) ;

- l'appréciation des pertes de crédit attendues, particulièrement pour la mise à jour des probabilités de défaut et des autres paramètres, notamment pour le calcul de la CVA (*Credit Valuation Adjustment*), dans un contexte d'incertitude et de volatilité des prix de marché (cf. Note 15) ;
- l'évaluation des provisions et en particulier des provisions liées au traitement des déchets nucléaires dans le cadre de l'accord signé le 29 juin 2023 avec le Gouvernement belge sur la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 et sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires, accord devenu liant suite à la signature des compléments d'accords initiaux le 21 juillet 2023. Des accords transactionnels (*transaction documents*) signés le 13 décembre 2023 précisent la mise en œuvre pratique des premiers accords de juin et juillet. Les estimations portent également sur les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (cf. Notes 17 et 18) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit "en compteur" dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients, dans un contexte de variation des prix des matières premières (cf. Note 7) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable (cf. Note 11).

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas, de manière précise, des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (cf. Notes 2 et 3) ;
- 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 comptabilisation des mesures de soutien octroyées par certains gouvernements, en France et en Roumanie notamment ("bouclier tarifaire"), dont l'objectif est de protéger tant le consommateur que le fournisseur de gaz ou d'électricité contre les fortes variations des prix des matières premières (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 14) ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 – Instruments financiers : présentation (cf. Note 14) ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location (cf. Note 13.3) ;
- la comptabilisation de contributions dans le secteur de l'énergie en Europe (cf. Note 8).

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 2023" et dans la Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

1.3.3 Prise en compte des enjeux climatiques dans l'établissement des états financiers du Groupe

Au-delà des enjeux et risques opérationnels et financiers pris en compte dans l'appréhension des flux de trésorerie futurs, taux d'actualisation net d'inflation et de croissance projetée, le Groupe a également exercé son jugement pour retenir les hypothèses reflétant les problématiques climatiques, afin d'en déterminer les éventuelles incidences sur les états financiers consolidés. En particulier, le Groupe a vérifié s'il existait des indications selon lesquelles des actifs non financiers pourraient s'être dépréciés :

- les engagements pris par la France, l'Europe et les différents États au plan international, en particulier en matière de neutralité carbone à long terme, sont pris en compte (i) dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe notamment au travers des scénarios de prix long terme utilisés dans les tests de dépréciation (cf. Note 13.4), ainsi que (ii) dans l'évaluation des provisions pour démantèlement, notamment en appréciant la durée d'utilisation des infrastructures gazières en France en fonction de l'évolution attendue du mix énergétique (cf. Note 17) ;
- les engagements pris spécifiquement par ENGIE sont également reflétés dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe (cf. Note 13.4.1), en particulier (i) la sortie complète des activités charbon d'ici 2027, qui concerne au premier plan l'Amérique du Sud, en fonction des perspectives propres à chaque actif (fermeture, conversion ou cession) et (ii) la réduction progressive de l'intensité carbone des activités de production d'électricité du Groupe vers un *net zero* d'ici 2045 et plus largement l'orientation stratégique des investissements en faveur de la transition énergétique via l'accroissement de son parc d'énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable confirmant, par là même, un scénario mixte Gaz/Électricité dans les projections à long terme faites par le Groupe à réglementation/modalités de rémunération inchangées pour les actifs régulés en France notamment, et le développement d'offres de services décarbonées.

Pour rappel, la gestion des risques climatiques et environnementaux ainsi que leurs enjeux pour le Groupe sont présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque" et le Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE" du Document d'enregistrement universel.

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2023

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 2023

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 asociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres…) ou des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.ENGIE.com, rubrique Investisseurs/Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (cf. Note 14.1.1.1) en tant que "Instruments de capitaux propres à la juste valeur".

La liste des principales filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et dette nette. Les principales participations mises en équivalence (entreprises associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Certaines sociétés, à l'instar d'ENGIE SA, d'ENGIE Énergie Services SA, ou d'Electrabel SA, comportent des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différents secteurs reportables. Dans les tableaux qui suivent, ces activités opérationnelles et fonctions de siège sont présentées au sein de leur secteur reportable respectif sous la dénomination de leur société d'origine suivie du signe *.

Renouvelables

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**
BTE Renewables	Production et ventes d'électricité	Afrique du Sud	60,0	-
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	50,0	50,0
ENGIE Energía Perú*	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Renouvelables	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Romania*(1)	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia*	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Jupiter Equity Holding LLC	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0
Mercury Equity Holding LLC	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0
Saturn Equity Holding LLC	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	100,0
Kathu Solar Park (2)	Production et ventes d'électricité	Afrique du Sud	57,7	48,5

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

(2) À l'issue de l'acquisition d'une participation complémentaire en 2023, le Groupe consolide désormais Kathu Solar Park par intégration globale (cf. Note 4.2).

Infrastructures

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2023	% d'intérêt 31 déc. 2022
Elengy	Terminaux méthaniers	France	60,8	60,8
ENGIE Romania*(1)	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	60,8	60,8
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia*	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	60,8	60,8
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

Energy Solutions

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2023	% d'intérêt 31 déc. 2022
Cofely Besix	Systèmes, installations et maintenance	UAE	100,0	100,0
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5
Energie SaarLorLux AG	Services à l'énergie	Allemagne	51,0	51,0
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA*	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0
Tractebel Engineering International	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0

FlexGen

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2023	% d'intérêt 31 déc. 2022
Group Broad Reach Power	Stockage par batterie	États-Unis	100,0	-
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Energía Perú*	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Energie Nederland NV*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Pelican Point Power Limited	Production d'électricité	Australie	100,0	72,0
UCH Power Limited	Production d'électricité	Pakistan	100,0	100,0

Retail

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania*(1)	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	100,0	72,0

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

Nucléaire

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions nucléaires	Belgique	100,0	100,0

Autres

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**
Cogac	*Holding*	France	100,0	100,0
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG*	*Holding*, *Energy management trading*	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding BV	*Holding*, *Energy management trading*	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland NV*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energy Services International SA	*Holding*	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA*	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Energy Management*	*Energy management trading*	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Finance SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	*Energy management trading*	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	*Holding* – société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A*	*Holding*, *Energy management trading*	Italie	100,0	100,0
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, Gaz naturel, GNL, Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania*(1)	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0
ENGIE SA*	Holding – société mère, *Energy management trading*, ventes d'énergie	France	100,0	100,0
GDF International	*Holding*	France	100,0	100,0
Genfina	*Holding*	Belgique	100,0	100,0
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
International Power Limited	*Holding*	Royaume-Uni	100,0	100,0

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

2.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe aux rendements variables de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

GRTgaz (Infrastructures France) : 60,8%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 38,6% du capital de GRTgaz a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3e directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses Administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il détient le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) compte tenu de sa capacité à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et à prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionnariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ;
- règles de nomination des membres clés de la direction ;
- relations contractuelles et transactions significatives.

La principale entité consolidée en intégration globale dans laquelle le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote au 31 décembre 2023 est la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%).

La Compagnie Nationale du Rhône ("CNR" – Renouvelables France) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98%, et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2%. Le solde, soit 16,82%, est dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi "Murcef" selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert entre les actionnaires minoritaires.

2.3 Principales filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle

Le tableau ci-après présente les filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives aux capitaux propres, au résultat net au 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022, ainsi que les dividendes versés à ces participations ne donnant pas le contrôle :

		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									
Noms	**Activités**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	39,2	39,2	158	190	1 611	1 614	194	168
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique	40,0	40,0	(147)	(158)	504	680	-	-
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie) (2)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	49,0	49,0	70	31	671	607	-	-
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) (1)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	145	116	569	296	58	112
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	5	21	412	433	12	12
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle (3)				464	(27)	1 900	1 401	258	190
TOTAL				**695**	**173**	**5 667**	**5 032**	**522**	**482**

(1) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que la société ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.

(2) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

(3) Le résultat net des autres participations ne donnant pas le contrôle est principalement impacté par le résultat des MtM opérationnels pour un montant net de +386 millions d'euros en 2023 et -158 millions d'euros en 2022.

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

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-Groupe.

	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania [1]	
En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 623	2 535	1 732	1 648	2 111	2 819
Résultat net	403	485	(367)	(395)	142	63
Résultat net part du Groupe	245	295	(220)	(237)	72	32
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	56	54	(43)	85	(7)	(15)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**301**	**349**	**(264)**	**(152)**	**65**	**17**
État de situation financière						
Actifs courants	1 189	1 319	1 170	1 108	796	1 091
Actifs non courants	9 780	9 961	3 058	3 210	1 062	975
Passifs courants	(1 325)	(1 360)	(655)	(540)	(398)	(753)
Passifs non courants	(5 532)	(5 803)	(2 325)	(2 091)	(102)	(86)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**4 112**	**4 116**	**1 247**	**1 688**	**1 358**	**1 227**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 611**	**1 614**	**504**	**680**	**671**	**607**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 090	1 117	482	(320)	412	(365)
Flux issus des activités d'investissement	(486)	(450)	(424)	(384)	(148)	(121)
Flux issus des activités de financement	(616)	(663)	86	635	(254)	317
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [2]	**(13)**	**4**	**144**	**(68)**	**11**	**(169)**

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.
(2) Hors effet des variations de change et divers.

	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú	
En millions d'euros	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**
Compte de résultat				
Chiffre d'affaires	1 979	2 164	704	525
Résultat net	434	370	12	56
Résultat net part du Groupe	288	254	8	34
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(73)	72	(24)	51
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**216**	**326**	**(17)**	**85**
État de situation financière				
Actifs courants	1 691	1 322	543	384
Actifs non courants	5 571	4 731	1 778	1 923
Passifs courants	(1 081)	(1 019)	(372)	(257)
Passifs non courants	(4 875)	(4 213)	(870)	(915)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**1 306**	**822**	**1 079**	**1 135**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**569**	**296**	**412**	**433**
État des flux de trésorerie				
Flux issus des activités opérationnelles	1 309	1 027	162	62
Flux issus des activités d'investissement	(711)	(685)	(94)	(186)
Flux issus des activités de financement	(39)	(1 010)	(72)	17
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [1]	**559**	**(668)**	**(4)**	**(107)**

(1) Hors effet des variations de change et divers.

NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence

PRINCIPES COMPTABLES

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la norme IFRS 11 – Partenariats, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Une entreprise associée est une entité sur laquelle le Groupe exerce une influence notable.

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 259	4 187
Participations dans les coentreprises	4 954	5 092
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**9 213**	**9 279**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	486	400
Quote-part du résultat net des coentreprises	580	659
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**1 066**	**1 059**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les "Autres éléments du résultat global"	11	510
Quote-part des coentreprises dans les "Autres éléments du résultat global"	26	366
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**37**	**876**

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la nature des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires au titre des activités pertinentes de l'entité.

  Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités "projet" ou "mono-actif" car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des droits porte sur les activités pertinentes résiduelles (celles qui ont un impact significatif sur les rendements variables de l'entité) ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe aux rendements variables de l'entité.

  Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumises, selon les cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

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 validation du budget, la modification des contrats importants, etc. sont prises à l'unanimité par les deux partenaires.

Transportadora Associada de Gás SA ("TAG" – Amérique latine) : détention d'une participation à hauteur de 65,0% résultant en un intérêt net dans TAG à hauteur de 54,8% [1]

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 Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ).

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 2023.

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.

			Pourcentage d'intégration des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
En millions d'euros												
Noms	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweit) [1]	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				1 346	1 378	176	181	24	411	143	145
Movhera	Centrales hydrauliques	1 688 MW	40,00	40,00	556	521	31	(13)	11	41	8	-
Energia Sustentável do Brasil (Brésil)	Centrales hydrauliques	3 750 MW	40,00	40,00	596	567	10	(3)	-	-	-	-
GASAG (Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,58	255	279	26	26	(36)	(62)	15	17
Eolia Renovables	Eolien	943 MW	40,00	40,00	343	359	14	33	(3)	2	28	-
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					1 163	1 082	227	176	15	118	123	109
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**4 259**	**4 187**	**486**	**400**	**11**	**510**	**316**	**271**

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé "sociétés projets au Moyen-Orient". Ce regroupement comprend principalement près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité installée totale de 26 388 MW (à 100%).

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de power and water purchase agreement sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans.

Les centrales correspondantes sont, sur base des modalités contractuelles, comptabilisées selon IFRIC 12, IFRS 16 ou IAS 16 en tant qu'immobilisations corporelles ou en tant que créances financières. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droits de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

(1) Le Groupe a finalisé, en janvier 2024, la cession à CDPQ (partenaire actuel) d'une participation de 15% dans TAG. À l'issue de cette transaction, le Groupe ne possède désormais plus de droits de vote potentiels. La détention du Groupe dans TAG s'élève à 50% résultant en un intérêt net de 44,5% (l'impact de cette cession partielle sur l'endettement financier net 2024 s'élève à 0,5 milliard d'euros).

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de 18 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre -18 millions d'euros en 2022) 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 (RNRpg)").

3.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des transactions intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE", les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2023											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 886	714	88	802	2 635	18 229	2 856	12 785	5 223		1 346
Energia Sustentável do Brasil	625	24	-	24	286	3 276	2 077	(5)	1 489	40,00	596
Movhera	434	78	28	106	249	2 055	85	829	1 390	40,00	556
GASAG	2 283	84	(112)	(28)	1 640	2 058	2 643	247	809	31,57	255
Eolia Renovables	177	36	(7)	29	138	2 165	226	1 219	858	40,00	343
AU 31 DÉCEMBRE 2022											
Sociétés projets au Moyen-Orient	5 067	764	1 695	2 459	2 824	19 711	3 343	13 781	5 411		1 378
Energia Sustentável do Brasil	581	(7)	-	(7)	239	3 275	2 098	-	1 416	40,00	567
Movhera	384	(33)	103	70	147	2 124	699	269	1 303	40,00	521
GASAG	1 606	82	(196)	(114)	1 491	2 140	2 462	284	885	31,57	279
Eolia Renovables	216	82	4	86	297	2 097	340	1 155	900	40,00	359

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 2023.

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	-	200	10	28	147	-	-
Contassur [1]	-	-	-	242	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	133	-	-	-	-	14	-
Movhera	-	42	11	7	119	1	3
Autres	116	30	-	34	126	47	(36)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**248**	**271**	**22**	**311**	**395**	**62**	**(33)**

(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 242 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 208 millions d'euros au 31 décembre 2022.

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 Contribution des coentreprises aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de la situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, ainsi que la ligne "Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence" du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe "Quote-part du résultat net des coentreprises", "Participations dans les coentreprises", total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

En millions d'euros			Pourcentage d'intégration des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
Noms	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**
Transportadora Associada de Gás SA (TAG) (Brésil) [1]	Réseau de transport de gaz		65,00	65,00	1 059	1 129	368	267	29	153	387	184
National Central Cooling Company - "Tabreed" (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	872	874	34	53	35	-	39	18
EcoÉlectrica (Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	534 MW	50,00	50,00	293	314	52	42	-	-	61	60
Portefeuille d'actifs de production (Portugal)	Production d'électricité	2 396 MW	50,00	50,00	218	240	34	33	(2)	15	40	61
WSW Energie und Wasser AG (Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	197	249	(33)	19	-	1	19	11
Iowa University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		39,10	39,10	222	229	6	6	(1)	2	4	1
Ocean Winds	Production d'électricité	1 462 MW	50,00	50,00	415	431	6	80	(47)	124	-	-
Georgetown University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	200	203	7	6	-	3	-	-
Tihama Power Generation Co (Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 544 MW	60,00	60,00	91	94	24	21	(2)	5	21	29
Ohio State Energy Partners (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	50	82	(25)	4	9	8	17	16
Megal GmbH (Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	55	61	-	2	-	-	6	9
Transmisora Eléctrica del Norte (Chili) [2]	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	114	116	3	5	(3)	19	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 169	1 071	104	120	7	37	121	53
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**4 954**	**5 092**	**580**	**659**	**26**	**366**	**715**	**442**

(1) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transportadora Associada de Gás SA (TAG) est de 54,83%. Le Groupe a finalisé, en janvier 2024, la cession à CDPQ (partenaire actuel) d'une participation de 15% dans TAG. À l'issue de cette transaction, le pourcentage de détention du Groupe s'élève à 50% résultant en un intérêt net de 44,5% (l'impact de cette cession partielle sur l'endettement financier net 2024 s'élève à 0,5 milliard d'euros).

(2) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transmisora Eléctrica del Norte est de 30%.

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -39 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 1 million d'euros en 2022). 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 (RNRpg)").

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des transactions intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition pour ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne "Total capitaux propres attribuables à ENGIE" de l'état de la situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

3.2.2.1 Informations sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2023							
Transportadora Associada de Gás SA (TAG)	1 672	(234)	(308)	(295)	566	45	610
National Central Cooling Company "Tabreed"	-	(8)	(5)	39	84	89	173
EcoÉlectrica	185	(31)	2	(6)	104	-	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	456	(48)	(19)	(28)	97	(7)	90
WSW Energie und Wasser AG	2 338	(19)	(4)	8	(118)	-	(118)
Iowa University partnership	89	-	(21)	-	15	5	20
Ocean Winds	39	(7)	124	(5)	13	(94)	(81)
Georgetown University partnership	81	(2)	(21)	(1)	13	5	18
Tihama Power Generation Co	114	(5)	(8)	(6)	40	(4)	36
Ohio State Energy Partners	188	(1)	(66)	-	(50)	15	(35)
Megal GmbH	122	(70)	(4)	2	-	-	-
Transmisora Eléctrica del Norte	71	-	(32)	(5)	9	(4)	4
AU 31 DÉCEMBRE 2022							
Transportadora Associada de Gás SA (TAG)	1 549	(292)	(386)	(215)	411	235	647
National Central Cooling Company "Tabreed"	167	-	(35)	-	133	-	133
EcoÉlectrica	166	(32)	1	(4)	85	-	85
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	512	(50)	(14)	(27)	74	48	122
WSW Energie und Wasser AG	1 213	(14)	-	(28)	50	3	53
Iowa University partnership	87	-	(21)	-	16	6	22
Ocean Winds	40	(9)	(23)	(1)	160	247	407
Georgetown University partnership	60	(1)	(22)	-	12	5	17
Tihama Power Generation Co	119	(6)	(9)	(6)	35	9	45
Ohio State Energy Partners	180	(1)	(65)	(2)	7	15	22
Megal GmbH	122	(67)	(4)	1	5	-	5
Transmisora Eléctrica del Norte	70	-	(27)	(7)	13	19	32

3.2.2.2 Informations sur l'état de la situation financière

En millions d'euros	Trésorerie et équivalents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intégration	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2023										
Transportadora Associada de Gás SA (TAG)	269	479	6 119	569	299	2 672	1 699	1 629	65,00	1 059
National Central Cooling Company "Tabreed"	450	254	3 713	-	233	1 737	94	2 352	40,00	872
EcoÉlectrica	4	76	543	3	17	-	17	587	50,00	293
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	285	403	550	101	236	372	51	479	50,00	218
WSW Energie und Wasser AG	68	422	878	211	277	222	96	562	33,10	197
Iowa University partnership	1	17	1 146	4	7	586	-	568	39,10	222
Ocean Winds	313		3 786	1 670	514	773	314	830	50,00	415
Georgetown University partnership	-	6	964			569	2	399	50,00	200
Tihama Power Generation Co	54	62	206	72	42	46	11	152	60,00	91
Ohio State Energy Partners	12	71	1 452	-	64	1 353	19	99	50,00	50
Megal GmbH	48	15	644	170	39	341	46	112	49,00	55
Transmisora Eléctrica del Norte	75	12	625	36	7	585	-	83	50,00	42
AU 31 DÉCEMBRE 2022										
Transportadora Associada de Gás SA (TAG)	124	367	6 216	668	71	2 771	1 460	1 737	65,00	1 129
National Central Cooling Company "Tabreed"	402	150	2 631	-	194	805	-	2 184	40,00	874
EcoÉlectrica	6	79	580	3	15	-	18	629	50,00	314
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	247	514	733	99	278	500	60	557	50,00	240
WSW Energie und Wasser AG	82	518	950	263	260	147	150	731	33,10	249
Iowa University partnership	2	17	1 162	7	7	581	-	586	39,10	229
Ocean Winds	337	-	2 425	1 149	189	137	424	863	50,00	431
Georgetown University partnership	5	3	954	-	-	555	3	404	50,00	203
Tihama Power Generation Co	49	145	221	78	51	119	11	156	60,00	94
Ohio State Energy Partners	14	65	1 441	-	10	1 331	17	162	50,00	82
Megal GmbH	18	14	696	-	44	511	49	125	49,00	61
Transmisora Eléctrica del Norte	41	34	770	35	3	574	-	233	50,00	116

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 2023 :

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	-	-	-	-	-	-	22
WSW Energie und Wasser AG	(3)	17	-	3	-	-	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	6	-
Futures Énergies Investissements Holding	69	25	11	4	182	8	-
Ocean Winds	-	-	28	3	535	-	-
Autres	96	140	10	55	141	11	7
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**226**	**182**	**48**	**65**	**857**	**27**	**29**

3.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

3.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), et ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 37 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 6 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Ces pertes non comptabilisées correspondent à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de commodités ("Autres éléments du résultat global") mis en place par des entreprises associées au Moyen-Orient, en Afrique et en Asie 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 2023, 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 4 008 millions de reals brésiliens (742 millions d'euros). Au 31 décembre 2023, 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 10 021 millions de reals brésiliens (1 855 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 143 millions d'euros au titre essentiellement de garanties bancaires ;
- les sociétés projets pour un montant global de 1 695 millions d'euros. Ces engagements et garanties concernent principalement :
  - des engagements de mise de fonds portant sur des projets en phase de construction à hauteur de 1 088 millions d'euros,
  - des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 167 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, 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 six mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit,
  - des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 270 millions d'euros,
  - des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 135 millions d'euros.

NOTE 4 Principales variations de périmètre

PRINCIPES COMPTABLES

Conformément à la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de la situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Si l'actif classé comme détenu en vue de la vente ne satisfait plus les conditions mentionnées ci-dessus il sera reclassé conformément à la norme.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

4.1 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2023

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

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession d'une centrale thermique – Brésil	75	-
Autres opérations de cession individuellement non significatives	192	246
TOTAL	**267**	**246**

Le 31 mai 2023, ENGIE a finalisé la cession complète de sa participation dans la centrale thermique Pampa Sul aux sociétés Grafito Fundo de Investimento em Participações Infraestrutura et Perfin Space X Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura.

Compte tenu du classement de cette participation en "Actifs destinés à être cédés" en 2022 et du paiement différé en 2025 du prix de vente prévu au contrat, cette transaction n'a pas d'impact matériel sur l'endettement financier net du Groupe en 2023. Le résultat de cession avant impôt s'établit à -47 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Aucun actif du Groupe n'est classé en tant qu'"Actifs destinés à être cédés" au 31 décembre 2023.

4.2 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2023

L'ensemble des acquisitions réalisées au cours de l'exercice (y compris investissements financiers dans les sociétés mises en équivalence) a eu une incidence de 3 348 millions d'euros sur l'endettement financier net. Les principales acquisitions réalisées en 2023 sont présentées ci-après :

- ENGIE a finalisé, en octobre 2023, l'acquisition de 100% de Broad Reach Power, société basée à Houston et spécialisée dans les activités de stockage par batterie, auprès des fonds d'investissement EnCap et Apollo. La transaction porte sur 350 MW d'actifs opérationnels, 880 MW d'actifs en construction avec une mise en service attendue avant fin 2024, 1,7 GW de projets à un stade avancé de développement et un important portefeuille de projets en cours de développement. Les projets sont situés au Texas, en Californie et dans les états du centre des États-Unis. La participation est consolidée par intégration globale. L'impact de cette transaction sur l'endettement financier net du Groupe s'est élevé à 1,4 milliard d'euros (dont 0,1 milliard d'euros en janvier 2024).

  Le Groupe a procédé à un exercice préliminaire d'allocation du prix d'acquisition, exercice qui sera finalisé au cours du premier semestre 2024 ;
- ENGIE a acquis, en septembre 2023, une participation complémentaire dans la société Kathu Solar Park (RF) Proprietary Trading auprès de Lereko Metier REIPPP Fund Trust, augmentant ainsi sa participation de 48,5% à 57,725%. À l'issue de cette transaction ENGIE consolide désormais Kathu Solar Park (RF) Proprietary Trading par intégration globale (précédemment consolidée par mise en équivalence). L'impact de cette transaction sur l'endettement financier net du Groupe s'est élevé à environ 0,6 milliard d'euros, compte tenu de la consolidation de la dette externe.
- ENGIE et Meridiam ont acquis, en décembre 2023, auprès d'ACTIS 100% des activités de BTE Renewables, un développeur, propriétaire et opérateur d'actifs renouvelables sur le continent africain, qui opère en Afrique du Sud et au Kenya. L'accord comprenait également la cession des actifs kenyans par ENGIE à Meridiam au *closing* de l'opération. À l'issue de cette transaction, ENGIE consolide BTE Renewables (actifs sud-africains) par intégration globale. L'impact de cette transaction sur l'endettement financier net du Groupe s'est élevé à environ 0,4 milliard d'euros ;
- ENGIE a finalisé, en décembre 2023, l'acquisition de la participation minoritaire (28%) détenue par Mitsui & Co., Ltd. ("Mitsui") dans International Power (Australia) Holdings Pty Limited ("IPAH"), société alors détenue par le Groupe à hauteur de 72% et consolidée par intégration globale. Au terme de la transaction, le Groupe détient 100% dans IPAH. L'impact de cette transaction sur l'endettement financier net du Groupe s'est élevé à environ 0,2 milliard d'euros ;
- par ailleurs, ENGIE a acquis, en septembre 2023, Ixora Energy Ltd, société active dans la production de biométhane. La participation est consolidée par intégration globale. L'impact de cette transaction sur l'endettement financier net du Groupe s'est élevé à environ 0,1 milliard d'euros.

(1) Develop, Build, Share and Operate, modèle utilisé dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés.

NOTE 5 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS.

5.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**12 493**	**5 367**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(2 430)	3 661
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 886	4 576
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	47	92
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	22	17
EBITDA	**15 017**	**13 713**
Nucléaire	1 285	1 510
EBITDA HORS NUCLÉAIRE	**13 732**	**12 204**

5.2 EBIT

La réconciliation entre l'EBIT et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**12 493**	**5 367**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(2 430)	3 661
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	22	17
EBIT	**10 084**	**9 045**
Nucléaire	605	1 026
EBIT HORS NUCLÉAIRE	**9 479**	**8 019**

5.3 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**2 208**	**216**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		-	2 182
Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe		**2 208**	**(1 965)**
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		695	172
Résultat net des activités poursuivies		**2 903**	**(1 793)**
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"		**6 395**	**4 241**
Pertes de valeur	*9.1*	*1 318*	*2 774*
Restructurations	*9.2*	*47*	*230*
Effets de périmètre	*9.3*	*85*	*(91)*
Autres éléments non récurrents	*9.4*	*4 945*	*1 328*
Autres éléments retraités		**(3 092)**	**3 389**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*8*	*(2 430)*	*3 661*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*10*	-	*(7)*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*10*	*(8)*	*(46)*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*10*	*13*	*(16)*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*10*	*183*	*1 254*
Autres effets impôts retraités		*(872)*	*(1 474)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*22*	*17*
Résultat net récurrent des activités poursuivies		**6 206**	**5 836**
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		839	614
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**5 366**	**5 223**
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		-	287
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**5 366**	**5 510**

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. 2023	31 déc. 2022
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	66 399	62 853
(+) Goodwill	12 864	12 854
(-) Goodwill Gaz de France – SUEZ et International Power [1]	*(7 229)*	*(7 241)*
(+) Créances IFRS 16 et IFRIC 12	3 348	2 521
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	9 213	9 279
(-) Goodwill International Power [1]	*(39)*	*(40)*
(+) Actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires [2]	9 984	6 626
(+) Marges Initiales [2]	1 276	1 741
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	20 092	31 310
(-) Appels de marge [1] [3]	*(3 207)*	*(5 405)*
(+) Stocks	5 343	8 145
(+) Actifs de contrats	9 531	12 584
(+) Autres actifs courants et non courants	14 414	19 060
(+) Impôts différés	(3 658)	(4 379)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres [1] [3]	*(745)*	*(14)*
(-) Provisions	(32 593)	(27 027)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) [1]	*1 500*	*1 058*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(22 976)	(39 801)
(+) Appels de marge [1] [3]	*3 269*	*6 351*
(-) Passifs de contrats	(4 053)	(3 412)
(-) Autres passifs courants et non courants	(21 777)	(27 279)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**60 957**	**59 782**

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.

(2) Pour rappel, le Groupe a fait évoluer la définition des capitaux engagés industriels au 1er janvier 2023 afin d'y intégrer les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires ainsi que les marges initiales ("Initial Margins") requises par certaines activités de marché.

(3) Les appels de marge inclus dans les rubriques "Créances commerciales et autres débiteurs" et "Fournisseurs et autres créanciers" correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

5.5 *Cash-flow* des opérations (CFFO)

La réconciliation entre le *cash-flow* des opérations (CFFO) et les rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 407	12 415
Impôt décaissé	(1 687)	(1 504)
Variation du besoin en fonds de roulement	397	(2 424)
Intérêts reçus d'actifs financiers	118	(37)
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	9	18
Intérêts financiers versés	(1 058)	(822)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	569	194
Nucléaire – dépenses de démantèlement des installations et retraitement, stockage du combustible	321	163
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	15	188
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	*(15)*	*(176)*
***CASH-FLOW* DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**13 075**	**8 016**

5.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) et investissements de croissance

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

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Investissements corporels et incorporels	7 328	6 379
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	1 392	289
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*204*	*14*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	237	407
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 675	(175)
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	1 585	2 877
(+) Autres	-	*(10)*
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [1]	(62)	(472)
(-) Investissements financiers Synatom/Cessions d'actifs financiers Synatom	(3 082)	(1 822)
(+) Variation de périmètre – Acquisitions	1 338	371
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**10 614**	**7 858**
(-) Investissements de maintenance	(2 524)	(2 373)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	**8 090**	**5 485**

(1) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus (cf. Note 22 "Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs").

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. 2023	31 déc. 2022
(+) Emprunts à long terme	14.2 & 14.3	37 920	28 083
(+) Emprunts à court terme	14.2 & 14.3	9 367	12 508
(+) Instruments financiers passifs	14.4	24 561	51 276
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*(23 973)*	*(50 542)*
(-) Autres actifs financiers	14.1	(16 987)	(12 992)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		*8 891*	*6 720*
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		*2 124*	*1 495*
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		*4 558*	*3 394*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	14.1	(16 578)	(15 570)
(-) Instruments financiers actifs	14.4	(21 245)	(48 386)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*20 854*	*48 067*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**29 493**	**24 054**

5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**14.3**	**29 493**	**24 054**
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et démantèlement des installations nucléaires	17	23 887	19 017
Autres passifs nucléaires [(1)]	17	816	-
Provisions pour démantèlement des installations hors nucléaires	17	1 384	1 330
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	18	957	452
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*253*	*272*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	18	(242)	(208)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	18	3 962	3 704
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(2 578)*	*(2 392)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(1 013)	(812)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*541*	*490*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créances Electrabel envers EDF [(1)]	17 & 22	(10 944)	(7 098)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**46 517**	**38 808**

(1) Suite aux accords avec le gouvernement belge sur la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 et sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires, la dette nette économique intègre désormais l'ensemble des passifs nucléaires existants, y compris les dettes et créances comptabilisées jusqu'alors en besoin en fonds de roulement. L'impact sur l'indicateur au 31 décembre 2022 aurait été une augmentation de la dette nette économique de l'ordre de 556 millions d'euros.

NOTE 6 Information sectorielle

6.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

ENGIE est organisé autour de :

- quatre *Global Business Units* (*GBUs*) représentant les quatre métiers clés du Groupe : GBU Renouvelables, GBU Infrastructures, GBU Energy Solutions, et GBU *FlexGen & Retail* ;
- deux entités opérationnelles métier : Nucléaire et Global Energy Management & Sales ("GEMS") ;
- et un ensemble Autres regroupant principalement les fonctions *Corporate* et certaines *Holdings*.

Les secteurs reportables sont identiques aux secteurs opérationnels, et correspondent aux activités des GBUs et entités opérationnelles métiers :

- **Renouvelables** : regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, l'éolien en mer et le stockage par batterie associé à un actif renouvelable. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité ;
- **Infrastructures** : englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène…) ;
- ***Energy Solutions*** : englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable) ;
- ***FlexGen*** : comprend les activités permettant de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité, par pompage ou par batterie) et de flexibilité aval (effacement ou déplacement de la consommation des clients *BtoC*). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène bas carbone. Le rôle de la GBU est clé dans la transition énergétique. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité ;
- ***Retail*** : englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux particuliers. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.
- **Nucléaire** : englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) dont cinq en activité et de droits de tirage en France ;
- **Autres** : regroupe les activités de GEMS ainsi que du *Corporate* et des *holdings*. L'entité opérationnelle métier GEMS est en charge au niveau mondial de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la gestion des risques et de l'optimisation des actifs sur les marchés. Elle vend de l'énergie aux entreprises, et propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients.

6.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Chiffre d'affaires

	31 déc. 2023			31 déc. 2022 [1]		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Renouvelables	5 512	172	5 684	6 216	136	6 352
Infrastructures	6 873	1 032	7 905	6 961	961	7 922
Energy Solutions	11 033	381	11 414	11 441	262	11 703
FlexGen	5 264	2 508	7 772	7 126	1 144	8 271
Retail	16 443	367	16 810	16 810	534	17 344
Nucléaire	118	2 325	2 444	35	2 653	2 688
Autres	37 322	6 808	44 129	45 277	2 007	47 283
Dont GEMS [2]	*37 221*	*6 776*	*43 997*	*45 137*	*1 979*	*47 115*
Élimination des transactions internes		(13 593)	(13 593)		(7 697)	(7 697)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**82 565**	-	**82 565**	**93 865**	-	**93 865**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2023. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'EV Box des activités Energy Solutions vers Autres.

(2) Dont environ -6,3 milliards d'euros d'effet prix par rapport à 2022.

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022 [1]
Renouvelables	2 665	2 202
Infrastructures	4 151	4 212
Energy Solutions	868	985
FlexGen	1 929	2 235
Retail	821	259
Autres	3 297	2 310
Dont GEMS	*3 829*	*2 837*
TOTAL EBITDA HORS NUCLÉAIRE	**13 732**	**12 204**
Nucléaire	1 285	1 510
TOTAL EBITDA	**15 017**	**13 713**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2023. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'EV Box des activités Energy Solutions vers Autres.

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022 [1]
Renouvelables	2 005	1 627
Infrastructures	2 265	2 371
Energy Solutions	386	523
FlexGen	1 513	1 768
Retail	569	(6)
Autres	2 741	1 736
Dont GEMS	*3 551*	*2 618*
TOTAL EBIT HORS NUCLÉAIRE	**9 479**	**8 019**
Nucléaire	605	1 026
TOTAL EBIT	**10 084**	**9 045**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2023. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'EV Box des activités Energy Solutions vers Autres.

Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Renouvelables	203	217
Infrastructures	446	323
Energy Solutions	22	118
FlexGen	355	397
Retail	-	-
Nucléaire	-	-
Autres	40	4
Dont GEMS	*32*	*(1)*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**1 066**	**1 059**

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 486 millions d'euros et 580 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 400 millions d'euros et 659 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Capitaux engagés industriels

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Renouvelables	20 001	16 588
Infrastructures	25 198	25 221
Energy Solutions	7 593	7 575
FlexGen	9 289	8 091
Retail	390	1 023
Nucléaire	(11 210)	(9 855)
Autres	9 696	11 139
Dont GEMS	*6 596*	*9 060*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**60 957**	**59 782**

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022 (1)
Renouvelables	4 130	3 333
Infrastructures	2 173	2 322
Energy Solutions	1 102	864
FlexGen	2 135	481
Retail	247	270
Nucléaire	174	229
Autres	652	360
Dont GEMS	*182*	*149*
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**10 614**	**7 858**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2023. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'EV Box des activités Energy Solutions vers Autres.

CAPEX de croissance

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022 (1)
Renouvelables	3 966	3 202
Infrastructures	839	1 087
Energy Solutions	897	694
FlexGen	1 843	220
Retail	160	173
Nucléaire	19	1
Autres	368	108
Dont GEMS	*82*	*63*
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**8 091**	**5 485**

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2023. Les principaux reclassements internes concernent le transfert d'EV Box des activités Energy Solutions vers Autres.

6.3 Indicateurs clés par zone de commercialisation/d'implantation

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022
France	36 676	34 248	32 802	33 912
Belgique	8 408	12 705	(9 259)	(7 575)
Autres Union européenne	18 303	22 687	9 713	9 261
Autres pays d'Europe	4 480	4 202	1 991	1 610
Amérique du Nord	5 329	6 133	8 989	7 264
Asie, Moyen-Orient et Océanie	4 366	8 875	3 830	3 667
Amérique du Sud	4 715	4 778	11 212	11 095
Afrique	289	237	1 679	548
TOTAL	**82 565**	**93 865**	**60 957**	**59 782**

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.

NOTE 7 Ventes

7.1 Chiffre d'affaires

PRINCIPES COMPTABLES

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ de la norme IFRS 15 – Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients. Il est comptabilisé lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services.

Ainsi, l'analyse contractuelle des contrats de vente du Groupe a conduit à appliquer les principes suivants de reconnaissance du chiffre d'affaires :

- **Gaz, électricité et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires sur ces ventes est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.

  Les livraisons d'énergie sont suivies en temps réel ou de manière différée pour certains clients faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, auquel cas il est nécessaire d'estimer à la clôture la part du chiffre d'affaires non relevée dite "en compteur".

- **Infrastructures gazières, électriques et autres énergies**

  Le chiffre d'affaires réalisé par les gestionnaires d'infrastructures gazières et électriques sur leurs prestations de mise à disposition de capacités de transport, de distribution ou de stockage, est comptabilisé linéairement sur la durée des contrats.

  Dans les pays où le Groupe est commercialisateur (fournisseur) d'énergie sans en être le distributeur ou le transporteur, principalement en France et en Belgique, une analyse des contrats de fourniture d'énergie et du cadre réglementaire est faite pour déterminer si le chiffre d'affaires doit être comptabilisé net des coûts d'acheminement facturés aux clients, en application des dispositions d'IFRS 15.

  Cette analyse peut conduire le Groupe à exercer son jugement pour déterminer si le commercialisateur agit en tant qu'agent ou principal pour les prestations de distribution et/ou de transport de l'électricité et du gaz refacturées au client. Les principaux critères utilisés par le Groupe pour exercer son jugement et conclure, dans certains pays, au rôle d'agent du fournisseur à l'égard du gestionnaire d'infrastructures sont : la responsabilité première de l'exécution de la prestation d'acheminement, de même que celle d'engagement de réservation de capacité auprès du gestionnaire d'infrastructures, ainsi que la latitude dans la fixation du prix de la prestation d'acheminement.

- **Constructions, installations, exploitation et maintenance**

  Le chiffre d'affaires des activités de constructions et d'installations concerne essentiellement des actifs, construits sur les sites de clients, tels que des unités de cogénération, des chaudières ou d'autres actifs liés à l'efficacité énergétique dès lors que les contrats correspondants sont dans le champ de la norme IFRS 15. Le chiffre d'affaires réalisé sur ces travaux de constructions et d'installations est habituellement comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

  Dans le cadre des contrats d'exploitation et de maintenance, le Groupe est généralement responsable de l'exécution de prestations qui doivent permettre d'assurer la disponibilité d'installations de production d'énergie. La réalisation de ces prestations se fait de manière progressive et le revenu concerné est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

Si l'analyse contractuelle ne permet pas de conclure que le contrat est dans le champ d'IFRS 15, le chiffre d'affaires est alors présenté en chiffre d'affaires hors IFRS 15.

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est présenté dans la colonne "Autres" et comprend notamment les revenus de *trading*, de locations et de concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles et les effets au titre des mécanismes de bouclier tarifaire.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	31 déc. 2023
Renouvelables	-	5 010	106	261	135	5 512
Infrastructures	138	5	6 068	434	228	6 873
Energy Solutions	268	4 163	88	6 434	80	11 033
FlexGen	92	4 332	274	400	166	5 264
Retail	7 631	6 229	82	1 003	1 497	16 443
Nucléaire	-	4	7	28	79	118
Autres	13 943	19 619	246	142	3 372	37 322
Dont GEMS	*13 943*	*19 619*	*241*	*46*	*3 372*	*37 221*
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**22 072**	**39 362**	**6 872**	**8 703**	**5 557**	**82 565**

La variation importante des prix du gaz naturel et de l'électricité a conduit certains gouvernements à introduire et reconduire un dispositif de "bouclier tarifaire" sur le gaz naturel et l'électricité, notamment en France et en Roumanie.

Les dispositifs ayant l'impact le plus significatif sur les états financiers consolidés du Groupe sont ceux introduits par le Gouvernement français pour le gaz naturel et l'électricité. La loi de finances pour 2023 (loi n° 2022-1726 du 30 décembre 2022) a reconduit et modifié les dispositifs de bouclier tarifaire pour le gaz (jusqu'au 30 juin 2023) et pour l'électricité (jusqu'au 31 janvier 2024). Les pertes de recettes supportées par ENGIE constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation garantie par l'État calculée selon les modalités d'applications publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie.

Ces effets sont inclus dans la colonne "Autres" ("Chiffre d'affaires hors IFRS 15") des activités de *Retail* principalement.

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	31 déc. 2022
Renouvelables	-	5 797	88	242	89	6 216
Infrastructures	232	1	6 021	478	230	6 961
Energy Solutions	246	4 713	96	6 424	73	11 552
FlexGen	22	4 522	1 601	396	588	7 129
Retail	7 793	5 372	153	958	2 534	16 810
Nucléaire	-	5	8	24	(3)	35
Autres	21 405	19 595	170	70	3 923	45 163
Dont GEMS	*21 405*	*19 595*	*170*	*45*	*3 923*	*45 137*
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**29 697**	**40 004**	**8 135**	**8 593**	**7 435**	**93 865**

7.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

PRINCIPES COMPTABLES

Lors de leur comptabilisation initiale, le Groupe évalue les créances commerciales à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15.

Les actifs de contrats regroupent les montants auxquels l'entité a droit en échange de biens ou de services qu'elle a déjà fournis à un client mais pour lesquels le paiement n'est pas encore exigible ou est subordonné à la réalisation d'une condition particulière prévue au contrat. Lorsqu'un montant devient exigible, il est transféré au compte de créance.

Une créance client est comptabilisée dès que l'entité a un droit inconditionnel à percevoir un paiement. Ce droit inconditionnel existe dès l'instant où seul l'écoulement du temps rend le paiement exigible.

Les passifs de contrats regroupent les montants perçus par l'entité en rémunération de biens ou de services qu'elle n'a pas encore fournis au client. Le passif de contrat est soldé par la constatation du chiffre d'affaires.

Les créances commerciales et autres débiteurs de même que les actifs de contrats font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers est basé sur la méthode des pertes de crédit attendues. Pour calculer les pertes de valeur attendues, le Groupe retient une matrice de provisionnement pour les créances commerciales et les actifs de contrats dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base de portefeuille. L'évolution du risque de crédit des grands clients et autres grandes contreparties est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 15 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

7.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Créances commerciales et autres débiteurs	20 092	31 310
Dont IFRS 15	*8 083*	*7 587*
Dont non-IFRS15	*12 009*	*23 723*
Actifs de contrats	9 531	12 584
Produits à recevoir et factures à établir	*6 989*	*9 513*
Gaz et électricité en compteur (1)	*2 542*	*3 071*

(1) *Net des acomptes reçus.*

Au 31 décembre 2023, les actifs de contrats les plus significatifs concernent essentiellement GEMS (3 766 millions d'euros), *Energy Solutions* (2 516 millions d'euros) et *Retail* (1 922 millions d'euros).

	31 déc. 2023			31 déc. 2022		
En millions d'euros	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	22 160	(2 068)	20 092	33 282	(1 973)	31 310
Actifs de contrats	9 558	(27)	9 531	12 632	(48)	12 584
TOTAL	**31 718**	**(2 095)**	**29 623**	**45 914**	**(2 020)**	**43 894**

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 fait également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2023, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève 5 279 millions d'euros (contre 5 883 millions d'euros au 31 décembre 2022).

7.2.2 Passifs de contrats

	31 déc. 2023			31 déc. 2022		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	93	3 960	4 053	121	3 292	3 412
Avances et acomptes reçus	*23*	*2 998*	*3 020*	*53*	*2 201*	*2 253*
Produits constatés d'avance	*71*	*963*	*1 033*	*68*	*1 091*	*1 159*

Au 31 décembre 2023, les *Global Business Units* ayant des passifs de contrats les plus importants sont *Retail* (1 563 millions d'euros) et *Energy Solutions* (1 638 millions d'euros).

7.3 Chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance restant à réaliser

Le chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance partiellement réalisées au 31 décembre 2023 s'élève à 867 millions d'euros et concerne essentiellement *Energy Solutions* (849 millions d'euros) qui concentre un volume important de contrats de construction, installation, et maintenance pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement.

NOTE 8 Charges opérationnelles

PRINCIPES COMPTABLES

Les charges opérationnelles comprennent :

- les achats et dérivés à caractère opérationnel englobant :
  - les achats de matières premières et coûts associés (infrastructures, transport, stockage…),
  - l'effet réalisé, ainsi que le changement de juste valeur (MtM), des transactions sur matières premières, avec ou sans livraison physique, entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 – Instruments financiers et qui ne sont qualifiées ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie ;
- les achats de services et autres tels que les charges de sous-traitance et d'intérimaires, les charges de location (contrats de location à court terme, dont l'actif sous-jacent est de faible valeur et ceux dont la charge est variable), les charges de concessions… ;
- les charges de personnel ;
- les amortissements, dépréciations et provisions ;
- les impôts et taxes d'exploitation.

8.1 Achats et dérivés à caractère opérationnel

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de *trading* (1)	(49 650)	(67 676)
Achats de services et autres (2)	(7 342)	(6 860)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(56 992)**	**(74 535)**

(1) Dont un produit net au 31 décembre 2023 de 2 430 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre une charge nette de 3 661 millions d'euros au 31 décembre 2022), notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie.

(2) Dont 75 millions d'euros de charges de location non incluses dans la dette de location IFRS 16 (contre 56 millions d'euros au 31 décembre 2022).

La diminution des achats et dérivés à caractère opérationnel est principalement liée aux variations des prix des matières premières sur la période.

8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Avantages à court terme		(7 688)	(7 623)
Paiements fondés sur des actions	19	(47)	(104)
Charges liées aux plans à prestations définies	18.3.4	(322)	(261)
Charges liées aux plans à cotisations définies	18.4	(92)	(91)
CHARGES DE PERSONNEL		**(8 149)**	**(8 078)**

8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Dotations aux amortissements	13	(4 886)	(4 576)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(203)	(768)
Variation nette des provisions	17	178	157
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(4 911)**	**(5 187)**

Au 31 décembre 2023, les dotations aux amortissements se répartissent entre 1 124 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 762 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

8.4 Impôts et taxes

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
IMPÔTS ET TAXES	**(2 627)**	**(3 380)**

Les impôts et taxes au 31 décembre 2023 comprennent la taxe nucléaire belge et le plafonnement de la rente inframarginale de la production d'électricité pour un montant de 969 millions d'euros dont 329 millions d'euros au titre de la taxe nucléaire (contre respectivement environ 1 348 millions d'euros et 917 millions d'euros au 31 décembre 2022). Par ailleurs, en 2022, le Groupe avait comptabilisé une charge au titre de la taxe exceptionnelle sur le secteur énergétique décidée par les autorités italiennes pour 308 millions d'euros (la contribution temporaire de solidarité italienne était, quant à elle, comptabilisée en impôts sur le résultat et s'élevait à 132 millions d'euros).

NOTE 9 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles

PRINCIPES COMPTABLES

Les autres éléments du Résultat des activités opérationnelles (RAO) comprennent :

- les "Pertes de valeur". Cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwill*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- les "Restructurations". Il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative le champ d'activité de l'entreprise, ou la manière dont cette activité est gérée, conformément aux critères prévus par IAS 37 ;
- les "Effets de périmètre". Cette ligne regroupe :
  - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
  - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
  - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
  - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés – à l'exception des résultats dégagés dans le cadre de modèles *Develop, Build, Share & Operate* (DBSO) ou *Develop, Share, Build & Operate* (DSBO), reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui, sous réserve que certains critères soient remplis (notamment sur la récurrence des transactions), sont enregistrés en résultat opérationnel courant.
- les "Autres éléments non récurrents". Cette ligne intègre les autres éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

9.1 Pertes de valeur

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Pertes de valeur :			
Goodwill	13.1	(94)	-
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	13.2 & 13.3	(1 587)	(2 306)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(72)	(536)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS		**(1 753)**	**(2 841)**
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		435	67
Total des reprises de pertes de valeur		**435**	**67**
TOTAL		**(1 318)**	**(2 774)**

9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2023

Les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2023 s'élèvent à 1 318 millions d'euros et concernent notamment :

- des actifs de production d'énergies renouvelables en Amérique du Nord (714 millions d'euros), en raison de difficultés opérationnelles très spécifiques liées à la performance de turbines sur un actif éolien et de la diminution des prix de marché long terme affectant plus particulièrement certains projets exposés au marché SPP. À noter que pour ces projets, la baisse des prix de marché a impacté positivement la juste valeur des contrats VPPA (*Virtual Power Purchase Agreement*) pour environ +0,3 milliard d'euros, ces changements de *mark-to-market*, sur la période par ces contrats, étant comptabilisés en charges opérationnelles (cf. Note 8.1 "Achats et dérivés à caractère opérationnel") ;
- des actifs de production thermique charbon en Amérique du Sud dont le Groupe a décidé l'accélération de la fin d'exploitation à compter de fin 2025, conformément au plan de décarbonation du Groupe (515 millions d'euros) ;
- d'autres actifs de production ou de support pour des montants moins significatifs pris individuellement.

Par ailleurs, au terme de la procédure de révision initiée par la Commission des provisions nucléaires (CPN) en septembre 2022, le scénario industriel et l'ensemble des hypothèses techniques et financières ont été approuvés le 7 juillet 2023. Il en résulte une diminution de la provision pour démantèlement à hauteur de 646 millions d'euros (cf. Note 17 "Provisions"), en contrepartie d'une diminution des actifs de démantèlement. Compte tenu des pertes de valeur comptabilisées sur certains de ces actifs au terme de l'exercice précédent, une reprise de perte de valeur a été actée à concurrence de 400 millions d'euros en 2023.

Ces dépréciations concernent principalement les immobilisations corporelles et incorporelles. Compte tenu des effets d'impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2023 s'établit à 642 millions d'euros.

À l'exception des effets résultant des décisions de sortie des actifs non stratégiques, aucun actif non financier ne s'est déprécié du fait de mesures visant à prévenir ou à atténuer les risques climatiques ou encore à atteindre l'objectif Net Zéro Carbone à horizon 2045.

Les tests de pertes de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 13.4.

9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2022

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2022 s'élevaient à 2 774 millions d'euros et se rapportaient principalement à :

- la prise en compte des effets de la révision triennale des provisions nucléaires sur les actifs à reconnaître en contrepartie des provisions pour le démantèlement des centrales ;
- les effets de la poursuite du programme de sortie des activités charbon ;
- les conséquences des négociations initiées ou finalisées sur l'exercice en lien avec des renégociations de contrats PPA ou de cessions d'actifs non stratégiques.

9.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 47 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 230 millions d'euros au 31 décembre 2022) comprennent essentiellement, en 2023 et 2022, des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique, à des arrêts ou cessions d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites ainsi que divers autres coûts de restructurations.

9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2023, les effets de périmètre s'élèvent à -85 millions d'euros et se rapportent principalement à la cession d'une centrale thermique au Brésil pour -47 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, les effets de périmètre s'élevaient à 91 millions d'euros et comprenaient principalement :

- un résultat de 280 millions d'euros relatif aux cessions de parts détenues dans Gaztransport et Technigaz (GTT) pour un total représentant environ 24,6% de son capital social. Ce résultat inclut les effets de la conversion quasi intégrale de l'obligation échangeable émise par le Groupe en juin 2021 ;
- un résultat de 111 millions d'euros lié à la cession d'actifs renouvelables de géothermie en Indonésie ;
- un résultat de -127 millions d'euros lié à la cession d'activités *Energy Solutions* en Afrique et en France ;
- un résultat de -110 millions d'euros lié à un rachat de parts dans des actifs renouvelables en Inde assorti d'obligations de refinancement réalisées en 2023 ;
- un résultat de -63 millions d'euros lié à diverses cessions non significatives individuellement.

9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents s'élèvent à -4 945 millions d'euros au 31 décembre 2023 et intègrent, pour -4 750 millions d'euros, les effets de la révision des provisions nucléaires pour tenir compte de l'accord intervenu avec le gouvernement belge le 29 juin 2023, devenu liant suite à la signature des compléments aux accords initiaux le 21 juillet 2023 et dont la mise en œuvre a été précisée par les accords transactionnels ("transaction documents") signés le 13 décembre 2023 (cf. Note 17 "Provisions"). Ce montant comprend le complément de provisions constitué au titre de l'accord (-5,1 milliards d'euros), diminués des effets de la comptabilisation de la créance relative à la part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales (+0,4 milliard d'euros).

Les autres éléments non récurrents comprennent également les effets de la mise à jour de la provision de démantèlement et de réhabilitation de site d'Hazelwood en Australie pour environ 90 millions d'euros.

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2022, d'un montant total de -1 328 millions d'euros, comprenaient principalement :

- un résultat de -979 millions d'euros relatif à la révision triennale des provisions pour la gestion de l'aval du cycle nucléaire ;
- un résultat de -205 millions d'euros lié à des provisions constituées pour couvrir des obligations de dépollution de sites en France ;
- un résultat de -161 millions d'euros lié à des mises au rebut d'immobilisations incorporelles et corporelles principalement en France.

NOTE 10 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2023	Charges	Produits	31 déc. 2022
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 708)	-	(1 708)	(1 104)	-	(1 104)
Coût des dettes de location	(105)	-	(105)	(73)	-	(73)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(10)	-	(10)	(28)	-	(28)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	-	-	-	-	7	7
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	596	596	-	197	197
Coûts d'emprunts capitalisés	268	-	268	109	-	109
Coût de la dette	**(1 557)**	**596**	**(961)**	**(1 097)**	**205**	**(893)**
Soultes décaissées lors du débouclage de *swaps*	-	-	-	(9)	-	(9)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	-	-	-	-	-
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	-	8	8	-	55	55
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	-	**8**	**8**	**(9)**	**55**	**46**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(161)	-	(161)	(92)	-	(92)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(772)	-	(772)	(617)	-	(617)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(15)	-	(15)	(5)	-	(5)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(238)	-	(239)	(1 295)	36	(1 258)
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	106	106	-	69	69
Autres	(596)	467	(130)	(585)	332	(253)
Autres produits et charges financiers	**(1 783)**	**573**	**(1 210)**	**(2 594)**	**438**	**(2 156)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(3 340)**	**1 177**	**(2 163)**	**(3 700)**	**697**	**(3 003)**

En 2023, le coût moyen de la dette brute après impact des dérivés s'élève à 4,31% contre 2,73% au 31 décembre 2022.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de -239 millions d'euros comprend principalement le résultat des obligations et des OPCVM détenus par Synatom pour -149 millions d'euros (cf. Note 17.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées").

NOTE 11 Impôts

PRINCIPES COMPTABLES

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de la situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôt différé ne sont pas actualisés.

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée sont présentés en résultat.

11.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

11.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 1 031 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 83 millions d'euros en 2022). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Impôt exigible	(833)	(1 762)
Impôt différé	(198)	1 845
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(1 031)**	**83**

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. 2023	31 déc. 2022
Résultat net	**2 903**	**390**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	993	523
Résultat après impôt des activités non poursuivies	-	2 183
Impôt sur les bénéfices	(1 031)	83
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**2 941**	**(2 400)**
Dont sociétés françaises intégrées	*1 532*	*(2 130)*
Dont sociétés étrangères intégrées	*1 409*	*(270)*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	25,8%	25,8%
Produit/(charge) d'impôt théorique (C) = (A) X (B)	**(759)**	**620**
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	(14)	(8)
Différences permanentes [1]	(120)	(313)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [2]	(22)	427
Compléments d'impôt [3]	(60)	(327)
Effet de la non reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [4]	(430)	(940)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [5]	93	643
Effet des changements de taux d'impôt [6]	8	(37)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [7]	360	20
Autres [8]	(86)	(1)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 031)**	**83**

(1) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées et la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides.

(2) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation.

(3) Comprend notamment les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés. En 2022, cette ligne comprenait également la contribution temporaire de solidarité italienne (132 millions d'euros).

(4) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations.

(5) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.

(6) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé au Royaume-Uni (successivement en 2022 et 2023).

(7) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux au Luxembourg, les crédits d'impôt en France et à Singapour et autres réductions d'impôt.

(8) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

S'agissant de la future mise en œuvre des règles issues du Pilier 2 de l'OCDE, le Groupe n'a pas d'activités significatives dans les pays où un impôt minimum pourrait être dû, et n'attend donc pas d'impacts matériels de cette réforme sur sa charge d'impôt.

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. 2023**	**31 déc. 2022**
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(103)	1 051
Engagements de retraite et assimilés	(3)	(1)
Provisions non déductibles	976	55
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(84)	454
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/IFRS 9)	(2 373)	(1 260)
Autres	265	(135)
Total	**(1 322)**	**164**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	61	(545)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/IFRS 9)	1 326	1 781
Autres	(263)	398
Total	**1 124**	**1 634**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**(198)**	**1 798**
Dont activités poursuivies	*(198)*	*1 845*

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. 2023**	**31 déc. 2022**
Instruments de capitaux propres et de dettes	(6)	33
Écarts actuariels	141	(646)
Couverture d'investissement net	(41)	11
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	802	943
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	4	(3)
Total hors quote-part des entreprises mises en équivalence et activités non poursuivies	**900**	**338**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	(28)	(132)
Activités non poursuivies	-	(21)
TOTAL	**872**	**185**

11.3 Impôts différés dans l'état de la situation financière

11.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de la situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	**Actifs**	**Passifs**	**Positions nettes**
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**2 029**	**(6 408)**	**(4 379)**
Effet du résultat de la période	(1 322)	1 124	(198)
Effet des autres éléments du résultat global	1 559	(665)	894
Effet de périmètre	215	(214)	-
Effet de change	(13)	5	(8)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(4)	4	-
Autres effets	(210)	243	33
Effet de présentation nette par entité fiscale	(279)	279	-
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**1 974**	**(5 632)**	**(3 658)**

11.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de la situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôt différé)

PRINCIPES COMPTABLES

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat sur une période de projections fiscales de six années telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

	Position de clôture	
En millions d'euros	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 121	2 202
Engagements de retraite	1 013	812
Provisions non déductibles	1 485	518
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 659	1 830
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/IFRS 9)	7 649	8 346
Autres	626	620
TOTAL	**14 553**	**14 328**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9 893)	(9 873)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/IFRS 9)	(7 419)	(8 141)
Autres	(897)	(693)
TOTAL	**(18 210)**	**(18 707)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(3 658)**	**(4 378)**

Conformément à l'amendement IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé au titre de la future mise en œuvre des règles issues du Pilier 2 de l'OCDE.

11.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2023, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 4 563 millions d'euros (contre 4 165 millions d'euros au 31 décembre 2022). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, aux Pays-Bas, en Australie, et aux États-Unis). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu, en tout ou partie, à la comptabilisation d'actifs d'impôt différé faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 1 778 millions d'euros en 2023 (contre 1 590 millions d'euros en 2022).

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 16.2.1 "Émission de titres super-subordonnés").

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions de performance en titres ENGIE.

	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe	**2 208**	**216**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*2 208*	*(1 965)*
Rémunération des titres super-subordonnés	(80)	(77)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**2 129**	**140**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*2 129*	*(2 042)*
Résultat net récurrent part du Groupe	**5 366**	**5 510**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies	*5 366*	*5 223*
Rémunération des titres super-subordonnés	(80)	(77)
Résultat net récurrent part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**5 287**	**5 433**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*5 287*	*5 146*
Dénominateur *(en millions d'actions)*		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 422**	**2 420**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	11	-
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 433**	**2 420**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du Groupe par action	**0,88**	**0,06**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action	*0,88*	*(0,84)*
Résultat net part du Groupe par action dilué	**0,87**	**0,06**
Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*0,88*	*(0,84)*
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**2,18**	**2,24**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies, par action	*2,18*	*2,13*
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué (1)	**2,17**	**2,23**
Dont Résultat net récurrent part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action (1)	*2,17*	*2,12*

(1) En 2022, le calcul intégrait au dénominateur 11 millions d'actions potentielles ayant un effet dilutif sur le RNRpG et le RNRpG des activités poursuivies par action. Cet effet n'a pas été pris en compte dans le calcul du RNpG et du RNpG des activités poursuivies en raison de l'effet relutif sur ces derniers.

NOTE 13 Actifs immobilisés

13.1 *Goodwill*

PRINCIPES COMPTABLES

Lors d'un regroupement d'entreprises le *goodwill* est calculé par différence entre :

- d'une part la somme de :
  - la contrepartie transférée ;
  - le montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et
  - dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ; et
- d'autre part la juste valeur nette des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management à la date d'acquisition.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation de 12 mois.

Les *goodwill* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

13.1.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**12 855**
Pertes de valeur	(95)
Variations de périmètre et Autres	134
Écarts de conversion	(29)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**12 864**

13.1.2 Informations sur les *goodwill*

Pour les besoins des tests de dépréciation, les *goodwill* sont alloués aux secteurs opérationnels, qui représentent le niveau le plus bas auquel ils sont suivis pour des besoins de gestion interne.

Le tableau ci-dessous présente le montant des *goodwill* au 31 décembre 2023 :

En millions d'euros	31 déc. 2023
Infrastructures	5 366
Renouvelables	2 185
Retail	1 838
Energy Solutions	1 209
FlexGen	1 123
Nucléaire	797
Autres	346
TOTAL	**12 864**

13.2 Immobilisations incorporelles

PRINCIPES COMPTABLES

Évaluation initiale

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**Minimum**	**Maximum**
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	3	20
Autres immobilisations incorporelles	1	50

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.

Droits incorporels sur contrats de concession

L'interprétation IFRIC 12 – Accords de concession de services traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle tout intérêt résiduel significatif de l'infrastructure au terme du contrat, par exemple il a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Le modèle de l'actif incorporel selon IFRIC 12§17 s'applique si l'opérateur reçoit un droit (une licence) de faire payer les utilisateurs, ou le concédant, en fonction de l'utilisation faite du service public. Il n'existe pas de droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie, car ce droit dépend du niveau d'utilisation du service par les usagers.

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles. C'est le cas des infrastructures de distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Frais de recherche et développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

13.2.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
Valeur brute				
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**3 630**	**3 282**	**13 498**	**20 410**
Acquisitions	269	-	1 143	1 412
Cessions	(43)	-	(271)	(315)
Écarts de conversion	5	-	(52)	(46)
Variations de périmètre	-	-	965	965
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	-	-
Autres variations	44	11	(59)	(4)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**3 906**	**3 293**	**15 223**	**22 422**
Amortissements et pertes de valeur				
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**(1 706)**	**(2 208)**	**(9 131)**	**(13 046)**
Dotations aux amortissements	(151)	(106)	(867)	(1 124)
Pertes de valeur	(8)	-	(42)	(51)
Cessions	37	-	180	217
Écarts de conversion	(1)	-	22	21
Variations de périmètre	-	-	(19)	(19)
Autres variations	(9)	-	37	29
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(1 838)**	**(2 314)**	**(9 821)**	**(13 973)**
Valeur nette comptable				
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**1 924**	**1 074**	**4 366**	**7 364**
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 067**	**979**	**5 403**	**8 449**

L'augmentation nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par :

- des investissements sur la période pour 1 412 millions d'euros qui concernent principalement des actifs incorporels en cours (863 millions d'euros), notamment des coûts capitalisés dans le cadre des projets renouvelables aux États-Unis (207 millions d'euros), des projets informatiques (141 millions d'euros) principalement au niveau du *corporate* ENGIE en France, des extensions et maintenances de réseaux de transport et de distribution (215 millions d'euros) principalement en France, ainsi que des contrats de concession dans le secteur *Energy Solutions* (269 millions d'euros) ;
- un effet positif net des variations de périmètre pour 946 millions d'euros principalement lié à l'exercice préliminaire de *Purchase Price Allocation* relatif aux acquisitions de Broad Reach Power, société basée aux États-Unis, spécialisée dans les activités de stockage par batterie (760 millions d'euros) et de BTE Renewables, opérant dans les énergies renouvelables en Afrique du Sud (134 millions d'euros) (cf. Note 4 "Principales variations de périmètre") ;

compensée partiellement par :

- des dotations aux amortissements pour -1 124 millions d'euros ;
- des pertes de valeurs pour -51 millions d'euros.

13.2.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des droits sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et des capacités de production virtuelle (VPP – *Virtual Power Plant*) en Italie (échéance 2028).

13.2.3 Autres

Au 31 décembre 2023, ce poste comprend principalement 1 436 millions d'euros de logiciels et licences, 1 576 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 2 097 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

13.2.4 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques. Les priorités en matière de recherche et développement sont orientées vers l'adaptation et l'atténuation au changement climatique, et incluent notamment les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée, villes à faible émission de carbone et mobilité).

Les frais de développement capitalisés, liés à des projets en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38), s'élèvent à 21 millions d'euros pour l'exercice 2023.

13.3 Immobilisations corporelles

PRINCIPES COMPTABLES

Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique moins les amortissements cumulés et les pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date de début une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

Contrats de location

Conformément à IFRS 16, le Groupe reconnaît un droit d'utilisation à l'actif du bilan et une dette de location au titre des accords considérés comme des contrats de location dans lesquels il est preneur, à l'exception des contrats d'une durée initiale inférieure ou égale à 12 mois ("contrats de location à court terme"), ou de ceux dont l'actif sous-jacent est de faible valeur ("actifs de faible valeur"). Les paiements associés à ces contrats sont comptabilisés linéairement en charge dans le compte de résultat. Les contrats de location du Groupe concernent principalement des immeubles, des véhicules, des navires GNL, un contrat de concession hydroélectrique et des autres équipements.

L'actif relatif au droit d'utilisation est initialement évalué au coût, qui comprend le montant initial de la dette de location (ajusté pour les paiements de loyers réalisés à la date de début du contrat ou avant cette date) majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés par le preneur, des coûts estimés pour le démantèlement et l'enlèvement du bien sous-jacent ainsi que les coûts liés à la restauration ou à la remise en état de l'actif ou du site où l'actif se trouve, moins, les éventuels avantages reçus liés à la location.

La dette de location est initialement évaluée à la valeur actuelle des loyers résiduels, actualisés au taux d'endettement marginal du preneur. Ce taux a été déterminé à partir du taux marginal d'emprunt du Groupe ajusté, conformément à la norme IFRS 16, pour tenir compte (i) de l'environnement économique des filiales, et en particulier de leur risque de crédit, (ii) de la devise dans laquelle les contrats ont été conclus et (iii) de la durée initiale du contrat (ou de la durée résiduelle de chaque contrat existant à la date de première application de la norme). La méthodologie utilisée pour calculer le taux d'emprunt marginal reflète l'échéancier de paiement des loyers (méthode de la duration).

La détermination de la durée du contrat, en ce compris l'appréciation du caractère raisonnable de l'exercice d'une option de prolongation ou du non-exercice d'une option de résiliation, est effectuée au cas par cas. Cette analyse fait l'objet d'un nouvel examen si un événement ou un changement de circonstances important, sous le contrôle du preneur, se produit et est susceptible d'avoir une incidence sur cette évaluation. À noter que pour déterminer la période exécutoire d'un contrat, le Groupe retient une définition large de la notion de pénalités en tenant compte non seulement des pénalités contractuelles à proprement parler, mais aussi des coûts annexes induits par une éventuelle résiliation.

Gaz coussin

Le gaz "coussin", stocké dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz "utile" comptabilisé en stock (cf. Note 22.2 "Stocks"), il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants à une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement selon un mode linéaire sur base des durées normales d'utilité suivantes :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**Minimum**	**Maximum**
Installations techniques		
• Stockage – Production – Transport – Distribution	5	60*
• Installation – Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
Fermes solaires et éoliennes	25	30
Autres immobilisations corporelles	2	33

** Hors gaz coussin.*

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre la durée du contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte des options de renouvellement des contrats s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

L'actif relatif au droit d'utilisation est amorti de manière linéaire sur la durée du contrat de location, sauf si le contrat transfère la propriété de l'actif sous-jacent au Groupe à la fin du contrat. Dans ce cas, il est amorti sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, laquelle est déterminée selon les mêmes principes que ceux des immobilisations corporelles mentionnés ci-dessus.

13.3.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc-tions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè-lement	Immobil-isations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
Valeur brute									
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**649**	**2 762**	**96 016**	**304**	**6 038**	**5 649**	**5 094**	**1 319**	**117 831**
Acquisitions/Augmentations	10	12	711	32	-	5 921	700	38	7 425
Cessions	(2)	(18)	(821)	(20)	(8)	(23)	(280)	(166)	(1 338)
Écarts de conversion	(3)	(12)	(290)	(1)	(13)	(86)	(72)	(13)	(490)
Variations de périmètre	3	-	971	2	2	186	8	2	1 176
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	(2)	-	-	-	-	-	(3)
Autres variations	16	20	4 715	11	(624)	(4 930)	3	18	(771)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**673**	**2 765**	**101 300**	**328**	**5 395**	**6 716**	**5 454**	**1 198**	**123 829**
Amortissements et pertes de valeur									
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**(153)**	**(1 772)**	**(52 709)**	**(226)**	**(4 155)**	**(724)**	**(1 710)**	**(895)**	**(62 343)**
Dotations aux amortissements	(4)	(69)	(2 727)	(28)	(364)	-	(489)	(82)	(3 762)
Pertes de valeur	-	(1)	(1 474)	-	403	(50)	(10)	(1)	(1 133)
Cessions	-	18	763	18	4	6	299	165	1 272
Écarts de conversion	-	5	161	1	7	4	20	7	204
Variations de périmètre	-	-	(172)	(2)	-	-	2	(1)	(173)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations	(1)	26	(148)	(3)	(362)	535	(5)	14	56
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(158)**	**(1 793)**	**(56 306)**	**(239)**	**(4 467)**	**(229)**	**(1 893)**	**(794)**	**(65 879)**
Valeur nette comptable									
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**497**	**991**	**43 307**	**78**	**1 883**	**4 925**	**3 384**	**424**	**55 488**
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**516**	**971**	**44 993**	**90**	**928**	**6 487**	**3 561**	**404**	**57 950**

En 2023, l'augmentation nette du poste "Immobilisations corporelles" s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 6 724 millions d'euros, relatifs notamment à des constructions et des développements de champs éoliens et solaires principalement en France, aux États-Unis, en Amérique latine (3 450 millions d'euros) et en Pologne, à des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France, en Roumanie et en Amérique latine (1 765 millions d'euros), aux actifs du secteur opérationnel *FlexGen* (868 millions d'euros) et aux activités dans le secteur opérationnel *Energy Solutions* (437 millions d'euros) ;
- un effet positif net des variations de périmètre de 1 003 millions d'euros principalement lié à l'acquisition de Broad Reach Power, société basée aux États-Unis spécialisée dans les activités de stockage par batterie (531 millions d'euros), l'acquisition de BTE Renewables, l'une des principales sociétés africaines opérant dans les énergies renouvelables en Afrique du Sud (311 millions d'euros) et l'acquisition d'Ixora au Royaume-Uni (22 millions d'euros) dans le secteur opérationnel Réseaux.

compensés par :

- des dotations aux amortissements pour un total de -3 762 millions d'euros ;
- une diminution des actifs de démantèlement pour -646 millions d'euros suite à l'adoption du scénario industriel et de l'ensemble des hypothèses techniques et financières qui ont été approuvées par la Commission des provisions nucléaires (CPN) le 7 juillet 2023 au terme de la procédure de révision initiée en septembre 2022. Cette diminution est partiellement compensée par une reprise de perte de valeur de 403 millions d'euros sur certains de ces actifs (cf. Note 13.4 "Tests de perte de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles") ;
- des effets de change négatifs de -286 millions d'euros provenant principalement de la dépréciation du dollars américain (-445 millions d'euros), partiellement neutralisés par l'appréciation, par rapport à l'euro, du real brésilien (88 millions d'euros) du pesos mexicain (47 millions d'euros) de la livre sterling (33 millions d'euros).

13.3.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 625 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 1 120 millions d'euros au 31 décembre 2022.

L'augmentation nette porte principalement sur les actifs renouvelables mis en gage au Brésil pour 392 millions d'euros.

13.3.3 Engagements contractuels d'acquisitions d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements et de matériels relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 2 859 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 3 548 millions d'euros au 31 décembre 2022.

La diminution nette des engagements contractuels porte principalement sur des actifs renouvelables aux États-Unis pour 585 millions d'euros.

13.3.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 268 millions d'euros au titre de 2023 contre 109 millions d'euros au titre de 2022.

13.4 Tests de perte de valeur des *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles

PRINCIPES COMPTABLES

Risque de perte de valeur

Goodwill

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Tous les *goodwill* font l'objet d'un test de perte de valeur sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre.

Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Il y a perte de valeur du *goodwill* si la valeur nette comptable de l'UGT (ou groupe d'UGT) à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à sa valeur recouvrable.

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

Immobilisations incorporelles et corporelles

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement.

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (Unité Génératrice de Trésorerie – UGT) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Indices de perte de valeur

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
  - sur la période, la valeur de marché d'un actif a diminué de façon plus importante que du seul effet attendu du passage du temps ou de l'utilisation normale de l'actif,
  - d'importants changements, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique ou juridique ou du marché dans lequel l'entité opère ou dans le marché auquel l'actif est dévolu,
  - les taux d'intérêt du marché ou d'autres taux de rendement du marché ont augmenté durant la période et il est probable que ces augmentations affecteront le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de la valeur d'utilité d'un actif et diminueront de façon significative la valeur recouvrable de l'actif,
  - la valeur comptable de l'actif net de l'entité est supérieure à sa capitalisation boursière ;
- au titre des indices internes :
  - il existe un indice d'obsolescence ou de dégradation physique d'un actif,
  - des changements importants, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou sont susceptibles de survenir dans un proche avenir, dans le degré ou le mode d'utilisation d'un actif tel qu'il est utilisé ou que l'on s'attend à l'utiliser. Ces changements incluent la mise hors service de l'actif, les plans d'abandon ou de restructuration du secteur d'activité auquel un actif appartient et les plans de sortie d'un actif avant la date précédemment retenue, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée,
  - des données internes montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

Évaluation de la valeur recouvrable

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales hypothèses économiques retenues portent sur :

- les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire ;
- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme requis par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture.

13.4.1 Hypothèses générales

La réalisation des tests de valeur s'est déroulée dans un contexte de forte volatilité des paramètres économiques tel que décrit dans la Note 1.3 "Utilisation d'estimations et du jugement".

Les valeurs recouvrables sont déterminées, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2024 et du plan d'affaires à moyen terme 2025-2026 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 2027-2050 lesquelles ont été revues et validées en juillet 2023 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de forte volatilité des prix de l'énergie ;

- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. Parmi les scénarios externes, celui du Groupe est proche de ceux de l'International Energy Agency avec son modèle APS (*Announced Pledges Scenario*) ou de l'ADEME ("technologie verte") ;
- s'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique. La trajectoire choisie par ENGIE privilégie un mix équilibré, dans lequel le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone sont intégrés afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique. Cette trajectoire est reprise dans le rapport produit par le Groupe dans le cadre de l'initiative *Task Force on Climate Related Financial Disclosures* (TCFD). Les facteurs de risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux sont également détaillés dans le Document d'enregistrement universel du Groupe.

Enfin, dans le cadre de la prise en compte des enjeux climatiques (cf. Note 1.3.3 « Prise en compte des enjeux climatiques dans l'établissement des états financiers du Groupe»), le Groupe a pris en considération dans l'évaluation des actifs non-financiers, son engagement de sortie complète des activités charbon d'ici 2027 (cf. Note 13.4.5).

13.4.2 Renouvelables

Au 31 décembre 2023, le *goodwill* s'élève à 2 185 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 756 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 17 124 millions d'euros.

Le secteur Renouvelables regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et le stockage par batterie associé à un actif renouvelable. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.

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

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEM tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions.

Les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et régulatoires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 5,3% et 10,3% en 2023. Ces taux étaient compris entre 4,5% et 10,2% en 2022.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2023, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels, d'un montant total de 784 millions d'euros, ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice, notamment sur des actifs de production d'énergies renouvelables en Amérique du Nord (714 millions d'euros), en raison de difficultés opérationnelles très spécifiques liées à la performance de turbines sur un actif éolien et de la diminution des prix de marché long terme affectant plus particulièrement certains projets exposés au marché SPP. À noter que pour ces projets, la baisse des prix de marché a impacté positivement la juste valeur des contrats VPPA (*Virtual Power Purchase Agreement*) pour environ +0,3 milliard d'euros, ces changements de *mark-to-market*, sur la période couverte par ces contrats, étant comptabilisés en charges opérationnelles (cf. Note 8.1 "Achats et dérivés à caractère opérationnel").

Analyses de sensibilité

La sensibilité des activités de production électrique d'origine hydraulique en France et de production renouvelable en Amérique du Nord à la variation du prix de l'électricité ainsi qu'à la variation des taux d'actualisation sur la valeur recouvrable est présentée dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2023			
	Prix de l'électricité		Taux d'actualisation	
En milliards d'euros	+10€/MWh	-10€/MWh	+50 bp	-50 bp
Production d'électricté hydraulique en France	0,2	(0,4)	(0,2)	0,2
Actifs renouvelables en Amérique du Nord	0,4	(0,4)	(0,1)	0,1

Variation non linéaire à la hausse ou à la baisse en raison du mode de calcul de la redevance hydraulique.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation et une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh ont un impact négatif sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

13.4.3 Infrastructures

Cet ensemble englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili.

Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la transition énergétique et au verdissement des réseaux (biométhane, hydrogène, etc.).

Au 31 décembre 2023, le *goodwill* s'élève à 5 366 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 090 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 29 975 millions d'euros. Les infrastructures régulées en France totalisent 928 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 27 220 millions d'euros pour les immobilisations corporelles.

La valorisation des activités en France découle principalement des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par les opérateurs. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Pour la valorisation des activités en France, le scénario mix énergétique à horizon 2050, retenu par le Groupe et décrit dans la Note 17.3.1 "Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires", n'entraînera pas de modification sensible de la BAR. En raison du rôle indispensable du gaz qui fournit une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergies renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables, le Groupe considère que son réseau d'infrastructures gazières sera maintenu ou converti pour permettre l'acheminement des gaz verts (biométhane, hydrogène…) qui remplaceront progressivement le gaz naturel. Ce rôle stratégique sera par ailleurs conforté par les nouvelles opportunités liées au stockage et au transport de CO_2.

Le Groupe prévoit, pour y parvenir, un maintien du niveau actuel des investissements. Cette approche est largement confortée par le développement rapide du cadre réglementaire pour accompagner l'essor de l'hydrogène et du biométhane dans l'Union européenne, qui se traduira par des cibles concrètes européennes. Le cadre réglementaire en question devrait rapidement se matérialiser, dans moins de deux ans.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Les priorités d'action de la politique climatique et énergétique française sont en cours d'actualisation avec la future Stratégie Française sur l'Énergie et le Climat (SFEC) avec notamment le document publié le 22 novembre 2023 par le Ministère de la Transition Écologique en prévision de la consultation qui a été lancée en décembre 2023. Par ailleurs, le scénario retenu par le Groupe est largement conforté par les principales conclusions du rapport de la CRE d'avril 2023 sur l'avenir des infrastructures gazières ainsi par celles issues de la consultation publique sur la "décarbonation du bâtiment" à l'été 2023 qui met en évidence les difficultés liées à une éventuelle interdiction d'installation de nouvelles chaudières gaz dans les logements existants.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités sont compris entre 4,9% et 9,4% en 2023. Ces taux étaient compris entre 4,7% et 8,5% en 2022.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2023, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels d'un montant total de 82 millions d'euros ont néanmoins été comptabilisées sur certains actifs de production de biométhane.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère régulé des activités Infrastructures en France et du caractère progressif de la transition du gaz naturel vers les gaz verts, une variation raisonnable des paramètres de valorisation (taux d'actualisation, taux d'inflation et taux de rémunération des actifs) n'entraînerait pas de perte de valeur. Une évolution très substantielle du cadre réglementaire et des orientations politiques pourrait avoir un impact significatif sur la valorisation des actifs d'infrastructures gazières en France. À ce titre, il est rappelé, ci-après, la BAR 2023 des actifs Infrastructures gazières en France, ainsi que les dotations aux amortissements relatives :

En millions d'euros	BAR 2023	Dotations aux amortissements
GRDF	16 941	(1 083)
GRTgaz	9 362	(546)
Storengy	4 120	(153)
Elengy	930	(61)

13.4.4 *Energy Solutions*

Au 31 décembre 2023, le *goodwill* s'élève à 1 209 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 2 351 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 2 646 millions d'euros.

Energy Solutions englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie (réseaux de chaleur et de froid, centrales de production d'énergie distribuée, parcs de production d'énergie solaire distribuée, mobilité bas-carbone, ville et éclairage public bas-carbone…) et les services associés (efficacité énergétique, maintenance technique, conseil en développement durable).

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie, en France, a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix au-delà de l'horizon liquide.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 5,3% et 9% en 2023. Ces taux étaient compris entre 4,9% et 8,9% en 2022.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2023, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels d'un montant total de 137 millions d'euros ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice, principalement en lien avec des renégociations sur des contrats arrivant prochainement à échéance en France, des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives à moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles, en Allemagne et en Amérique du Nord.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère essentiellement contractuel des activités d'*Energy Solutions*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.5 *FlexGen*

Au 31 décembre 2023, le *goodwill* s'élève à 1 123 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 894 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 5 883 millions d'euros.

FlexGen regroupe l'ensemble des activités permettant de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité, par pompage ou par batterie) et de flexibilité aval (effacement ou déplacement de la consommation des clients *BtoC*). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène bas carbone. Le rôle de la GBU est clé dans la transition énergétique. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution du prix du CO_2, des combustibles et de l'électricité au-delà de l'horizon liquide. Ces hypothèses portent également sur la durée des mécanismes de taxation des rentes inframarginales en France et en Italie.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6,4% et 10,4% en 2023. Ces taux étaient compris entre 6% et 10,3% en 2022.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2023, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Par ailleurs, des pertes de valeur d'actifs corporels d'un montant de 624 millions d'euros ont néanmoins été comptabilisées sur l'exercice, notamment sur des actifs de production thermique charbon en Amérique du Sud dont le Groupe a décidé l'accélération de la fin d'exploitation à compter de fin 2025, conformément au plan de décarbonation du Groupe.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 1% sur la valeur recouvrable des centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 1% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne aurait un impact négatif de 6% sur la valeur recouvrable du *goodwill* par rapport à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 6% sur ce calcul.

13.4.6 Retail

Au 31 décembre 2023, le *goodwill* s'élève à 1 838 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 610 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 136 millions d'euros.

Retail regroupe les activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des principales activités de services et de commercialisation d'énergie en Europe a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme d'environ 2% par an.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 8% et 10,6% en 2023. Ces taux étaient compris entre 7,8% et 10% en 2022.

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2023, aucune perte de valeur sur *goodwill* n'a été constatée compte tenu de la valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle il appartient.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de *Retail*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.7 Nucléaire

Au 31 décembre 2023, le *goodwill* est de 797 millions d'euros, les immobilisations incorporelles s'élèvent à 979 millions d'euros et les immobilisations corporelles à 1 045 millions d'euros.

Cet ensemble regroupe les activités de production d'électricité à partir du parc de centrales nucléaires du Groupe en Belgique ainsi que des droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

Le 29 juin 2023, ENGIE et le gouvernement belge ont signé un accord intermédiaire précisant les modalités de l'extension des seules unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3. Cet accord est devenu liant suite à la signature des compléments aux accords initiaux le 21 juillet 2023. Des accords transactionnels signés le 13 décembre 2023 sont venus préciser la mise en œuvre des premiers accords de juin et juillet (cf. Note 17.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire"). Cet accord prévoit notamment la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées, détenue à parité par l'État belge et ENGIE, alignant les intérêts entre les deux parties et assurant la pérennité de leurs engagements. Le modèle économique de l'extension est construit sur base d'une répartition équilibrée des risques à travers notamment un mécanisme de Contrat pour Différence garantissant la valeur des investissements de prolongation avec un intéressement limité de l'opérateur industriel à une bonne performance technique et économique des installations.

Par ailleurs, pour l'horizon jusqu'à l'extension des deux unités nucléaires belges et pour celui couvrant les droits de tirage sur les centrales nucléaires en France, les prévisions de flux de trésorerie reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre régulatoire (notamment sur la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France et les mécanismes de taxation des rentes inframarginales). Enfin, le taux d'actualisation constitue également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de ces activités. Il s'établit à 7% pour l'exercice 2023, identique à celui de l'exercice 2022.

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme des droits de tirages sur les centrales de Chooz B et Tricastin ont été déterminées sur la base de la durée résiduelle des contrats ainsi que sur une hypothèse de prolongation de 10 ans.

En France, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a autorisé le redémarrage de Tricastin 1 le 20 décembre 2019 après son arrêt pour quatrième visite décennale et a publié, le 3 décembre 2020, un projet de décision fixant les conditions de la poursuite du fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de 40 ans. La voie est ainsi ouverte à la confirmation d'une prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de la série des 900 MW à formaliser dans les prochaines années après fixation des conditions de poursuite de l'exploitation par l'agence de sûreté nucléaire et enquête publique. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de 10 années des unités nucléaires, et des droits de tirage correspondants, au-delà de leur quatrième visite décennale. La dernière visite décennale de Tricastin (VD4) a eu lieu en 2021, et celle Chooz B (VD3) en 2019. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte dans les tests de dépréciation des exercices précédents.

Résultats du test de perte de valeur

La valeur recouvrable de l'activité Nucléaire demeure au-dessus de la valeur du *goodwill* particulièrement du fait de l'excédent de valeur attaché aux unités en France.

Au terme de la procédure de révision initiée par la Commission des provisions nucléaires (CPN) en septembre 2022, le scénario industriel et l'ensemble des hypothèses techniques et financières ont été approuvées le 7 juillet 2023. Il en résulte une diminution de la provision pour démantèlement à hauteur de 646 millions d'euros (cf. Note 17.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire"), en contrepartie d'une diminution des actifs de démantèlement. Compte tenu des pertes de valeur comptabilisées sur certains de ces actifs au terme de l'exercice précédent, une reprise de perte de valeur a été actée à concurrence de 400 millions d'euros.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire en France, au-delà de l'horizon liquide, se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,5 milliard d'euros mais ne s'accompagnerait pas d'une perte de valeur du *goodwill*.

Compte tenu, d'une part de la couverture du prix de l'énergie sur la production électrique des centrales belges, d'autre part de la mise en place du mécanisme de Contrat pour Différence dans le cadre de l'extension des unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3, la valeur recouvrable est peu sensible à la variation des prix de l'électricité sur la production électrique d'origine nucléaire en Belgique.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation se traduirait par une diminution non significative de la valeur recouvrable sur les centrales belges.

Une diminution de 5% du taux de disponibilité des centrales nucléaires belges sur l'ensemble de leur horizon de production se traduirait par une diminution de valeur de l'ordre de 0,3 milliard d'euros sur les centrales belges. Une diminution similaire sur les centrales en France se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,2 milliard d'euros mais ne s'accompagnerait pas d'une perte de valeur.

13.4.8 Autres

Le *goodwill* s'élève à 346 millions d'euros au 31 décembre 2023. Cet ensemble regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture *BtoB* en France d'Entreprises & Collectivités (E&C), ainsi que du *Corporate* et des *holdings*. Ces entités présentent des marges importantes entre la valeur recouvrable et la valeur nette comptable au 31 décembre 2023.

NOTE 14 Instruments financiers

14.1 Actifs financiers

PRINCIPES COMPTABLES

Conformément aux principes de la norme IFRS 9 – Instruments financiers, les actifs financiers sont comptabilisés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par capitaux propres, soit à la juste valeur par résultat en fonction des deux critères suivants :

- un premier critère relatif aux caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de chaque instrument. L'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels vise à déterminer si ces flux sont "uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sur le principal restant dû" (dit test "SPPI" ou *Solely Payments of Principal and Interest*) ;
- un second critère relatif au modèle économique utilisé par l'entreprise pour gérer ses actifs financiers. La norme IFRS 9 définit trois modèles économiques différents. Un premier modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, un deuxième modèle dont l'objectif économique est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers et les "autres" modèles économiques.

L'identification du modèle économique et l'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels nécessitent du jugement pour s'assurer que les actifs financiers sont classés dans la catégorie appropriée.

Lorsque l'actif financier est un placement dans un instrument de capitaux propres, et qu'il n'est pas détenu à des fins de transaction, le Groupe peut faire le choix irrévocable de présenter les profits et pertes sur ce placement en autres éléments du résultat global.

À l'exception des créances commerciales, qui sont évaluées conformément à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15, les actifs financiers sont, lors de leur comptabilisation initiale, évalués à leur juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

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 de la norme IFRS 9 évalués à leur juste valeur.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2023			31 déc. 2022		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	14.1	14 817	2 170	16 987	10 599	2 394	12 992
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*1 902*	-	*1 902*	*1 217*	-	*1 217*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*222*	-	*222*	*278*	-	*278*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*1 753*	*119*	*1 873*	*2 128*	*290*	*2 418*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*2 915*	*654*	*3 569*	*1 178*	*568*	*1 745*
Prêts et créances au coût amorti		*8 024*	*1 397*	*9 421*	*5 798*	*1 537*	*7 334*
Créances commerciales et autres débiteurs	7.2	-	20 092	20 092	-	31 310	31 310
Actifs de contrats	7.2	1	9 530	9 531	9	12 575	12 584
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	16 578	16 578	-	15 570	15 570
Instruments financiers dérivés	14.4	12 764	8 481	21 245	33 134	15 252	48 386
TOTAL		**27 582**	**56 850**	**84 433**	**43 741**	**77 101**	**120 843**

14.1.1 Autres actifs financiers

14.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

PRINCIPES COMPTABLES

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**1 217**	**278**	**1 495**
Acquisitions	666	84	749
Cessions	(105)	(4)	(109)
Variations de juste valeur	136	(49)	87
Variations de périmètre, change et divers	(11)	(87)	(98)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**1 902**	**222**	**2 124**
Dividendes	2	7	8

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 1 653 millions d'euros d'instruments cotés (875 millions d'euros au 31 décembre 2022) et 473 millions d'euros d'instruments non cotés (620 millions d'euros au 31 décembre 2022). La variation de juste valeur comprend notamment l'impact de la dépréciation sur la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG, dont la valeur a été ramenée à zéro (90 millions d'euros au 31 décembre 2022). Ce changement de juste valeur de l'actif n'impacte pas le compte de résultat de la période et est porté directement en diminution des autres éléments du résultat global.

14.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

PRINCIPES COMPTABLES

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit "SPPI"), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires.

Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulé qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit "SPPI") ou dont la détention s'inscrit dans un "autre" modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – Instruments financiers : Présentation, compte tenu de l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

En millions d'euros	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**2 418**	-	**977**	**769**	**4 163**
Acquisitions	2 147	-	2 942	228	5 317
Cessions	(2 717)	(24)	(1 375)	(139)	(4 255)
Variations de juste valeur	25	-	141	26	192
Variations de périmètre, change et divers	-	24	-	-	24
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**1 873**	-	**2 685**	**884**	**5 441**

Les instruments de dette à la juste valeur au 31 décembre 2023 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 4 536 millions d'euros (cf. Note 17.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées"), et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 884 millions d'euros (respectivement 3 350 millions d'euros et 769 millions d'euros au 31 décembre 2022).

14.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

PRINCIPES COMPTABLES

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test "SPPI"), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Le Groupe a conclu des contrats de concessions avec certaines autorités publiques au titre desquels les travaux de construction, d'extension ou d'amélioration de l'infrastructure sont réalisés en contrepartie d'un droit inconditionnel à recevoir du concessionnaire un paiement en trésorerie ou en autres actifs financiers. Dans ce cas, le Groupe constate une créance financière sur le concédant.

Le Groupe a conclu des contrats de services ou des contrats *take-or-pay* qui sont ou contiennent des contrats de location et dans lesquels le Groupe agit comme bailleur et ses clients comme preneurs. Ces contrats font l'objet d'une analyse selon les principes d'IFRS 16 afin de déterminer s'ils qualifient de contrats de location simple ou de contrats de location-financement. Si un contrat transfère au client, le preneur, la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif, ce contrat est considéré comme un contrat de location-financement et une créance financière est constatée pour refléter le financement accordé par le Groupe à son client.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Il convient de se reporter à la Note 15 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

	31 déc. 2023			31 déc. 2022		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti	5 021	350	5 371	3 583	427	4 010
Autres créances au coût amorti	219	648	867	261	734	995
Créances de concessions	2 349	211	2 559	1 564	187	1 751
Créances de location financement	435	188	624	390	189	579
TOTAL	**8 024**	**1 397**	**9 421**	**5 798**	**1 537**	**7 334**

Les prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti comprennent la trésorerie des instruments de dette de Synatom en attente de placement pour 3 777 millions d'euros (2 270 millions d'euros au 31 décembre 2022) (cf. Note 17.2.4 "Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées").

Les créances de concession s'élèvent à 2 559 millions d'euros au 31 décembre 2023 (1 751 millions d'euros au 31 décembre 2022). Elles concernent principalement les concessions de transport d'électricité Novo Estado et Gralha Azul au Brésil, ainsi que la concession de Kathu Solar Park (RF) Proprietary Trading en Afrique du Sud.

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

	Intérêts	Évaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros		Effet de change	Perte de valeur attendue
Au 31 décembre 2023	280	(35)	(6)
Au 31 décembre 2022	211	(64)	(6)

Créances de location-financement

Ces contrats relèvent de la norme IFRS 16. Il s'agit de contrats de vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch – Pakistan) dont l'un des contrats a été prolongé au cours de 2023.

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Paiements minimaux non actualisés	1 006	758
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	46	12
Total investissement brut	**1 052**	**770**
Produits financiers non acquis	**276**	**47**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**776**	**723**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*733*	*718*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*43*	*5*

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. 2023	31 déc. 2022
Au cours de la 1re année	222	137
De la 2e à la 5e année comprise	360	376
Au-delà de la 5e année	423	245
TOTAL	**1 006**	**758**

14.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

Les créances commerciales et autres débiteurs ainsi que les actifs de contrat sont présentés dans la Note 7.2 "Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats".

14.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

PRINCIPES COMPTABLES

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts bancaires sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

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 16 578 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 15 570 millions d'euros au 31 décembre 2022. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (49%), de dépôts à terme et comptes courants à moins d'un mois (40%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (11%).

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.

Le résultat enregistré sur le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" au 31 décembre 2023 s'établit à 596 millions d'euros, contre 196 millions d'euros en 2022.

14.1.4 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2023, l'encours cédé au titre d'opérations de ventes réelles et sans recours d'actifs financiers conduisant à une décomptabilisation totale, est de l'ordre de 1,3 milliard d'euros (contre 3,7 milliards d'euros au 31 décembre 2022).

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

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 685	3 532

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

14.2 Passifs financiers

PRINCIPES COMPTABLES

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces éléments sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc comptabilisés en résultat sur la durée de vie de l'emprunt sur la base du coût amorti.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit "incorporé". En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante "dérivé incorporé", à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante "passif financier" déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en "Passifs au coût amorti" pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en "Passifs évalués à la juste valeur par résultat" pour les instruments financiers dérivés et pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2023 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2023			31 déc. 2022		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	14.3	37 920	9 367	47 287	28 083	12 508	40 591
Fournisseurs et autres créanciers	14.2	-	22 955	22 955	-	39 801	39 801
Passifs de contrats	7.2	93	3 960	4 053	121	3 292	3 412
Instruments financiers dérivés	14.4	16 755	7 806	24 561	39 417	11 859	51 276
Autres passifs financiers		82	-	82	90	-	90
TOTAL		**54 851**	**44 087**	**98 938**	**67 711**	**67 460**	**135 171**

14.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Fournisseurs	22 188	39 165
Dettes sur immobilisations	787	636
TOTAL	**22 976**	**39 801**

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

L'évolution du solde des fournisseurs provient essentiellement de la diminution du prix des matières premières durant l'exercice.

14.2.2 Passifs de contrat

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

14.3 Endettement financier net

14.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros		31 déc. 2023			31 déc. 2022		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	29 217	1 039	30 256	21 007	2 550	23 557
	Emprunts bancaires	5 985	763	6 748	4 679	797	5 476
	Titres négociables à court terme		5 606	5 606		7 386	7 386
	Dettes de location	2 677	470	3 147	2 482	393	2 875
	Autres emprunts [1]	41	1 034	1 074	(85)	768	682
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		455	455		615	615
	Total emprunts	**37 920**	**9 367**	**47 287**	**28 083**	**12 508**	**40 591**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [2]	(303)	(1 111)	(1 414)	(249)	(1 133)	(1 383)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie		(16 578)	(16 578)		(15 570)	(15 570)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [3]	177	20	198	394	22	416
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**37 795**	**(8 302)**	**29 493**	**28 228**	**(4 174)**	**24 054**

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour -41 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 481 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 268 millions d'euros (contre respectivement -200, 364 et 144 millions d'euros au 31 décembre 2022).

(2) Ce montant inclut notamment les actifs liés au financement pour 105 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 884 millions d'euros et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 425 millions d'euros (contre respectivement 67, 769 et 547 millions d'euros au 31 décembre 2022).

(3) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 31 décembre 2023 à 42 994 millions d'euros pour une valeur comptable de 44 111 millions d'euros.

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

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

En millions d'euros		31 déc. 2022	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. 2023
Emprunts	Emprunts obligataires	23 557	6 628	-	-	24	48	30 256
	Emprunts bancaires [1]	5 476	(216)	-	-	5	1 483	6 748
	Titres négociables à court terme	7 386	(1 761)	-	-	(18)	-	5 606
	Dettes de location [2] [3]	2 875	(418)	-	-	(31)	721	3 147
	Autres emprunts	682	(129)	-	570	16	(65)	1 074
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	615	(173)	-	-	(14)	27	455
	Total emprunts	**40 591**	**3 930**	-	**570**	**(18)**	**2 214**	**47 287**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(1 383)	15	-	(50)	5	(1)	(1 414)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(15 570)	-	(887)	-	188	(309)	(16 578)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	416	118	-	(104)	(232)	-	198
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**24 054**	**4 063**	**(887)**	**417**	**(57)**	**1 904**	**29 493**

(1) Emprunts bancaires : le montant de 1 483 millions d'euros dans la colonne "Variations de périmètres et Autres" correspond principalement à la consolidation par intégration globale de Kathu Solar Park pour un montant de 475 millions d'euros ainsi qu'à l'effet de comptabilisation des emprunts bancaires de Broad Reach Power (436 millions d'euros) et BTE Renewables (301 millions d'euros) suite à leur acquisition.

(2) Dettes de location : le montant de -418 millions d'euros dans la colonne "Flux issus des activités de financement" correspond aux paiements de la dette de location hors intérêts (le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'élève à -480 millions d'euros dont 62 millions d'euros d'intérêts).

(3) Dettes de location : le montant de 721 millions d'euros dans la colonne "Variations de périmètres et Autres" correspond principalement à la comptabilisation, pour un montant de 324 millions d'euros, de nouveaux droits d'utilisation relatifs à la location de navires GNL.

14.3.3 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2023, les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement financier net de -57 millions d'euros, dont -179 millions d'euros sur le dollar américain et +94 millions d'euros sur le real brésilien.

Les cessions et les acquisitions au cours de 2023 (y compris les effets de variations de périmètres) ont impacté la dette nette à hauteur de 3 102 millions d'euros. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 246 millions d'euros (cf. Note 4.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2023"), dont aucune n'est individuellement significative ;
- des acquisitions réalisées sur l'exercice, qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 3 348 millions d'euros (cf. Note 4.2 "Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2023"). Elles comprennent :
  - l'acquisition de Broad Reach Power aux États-Unis, spécialisée dans les activités de stockage par batterie ;
  - la consolidation par intégration globale de Kathu Solar Park (RF) Proprietary Trading en Afrique du Sud, suite à l'acquisition d'une participation complémentaire ;
  - l'acquisition des activités de BTE Renewables, opérant en Afrique du Sud ;
  - l'acquisition d'Ixora Energy Ltd au Royaume-Uni, spécialisée dans la production de biométhane.

14.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2023 :

ENGIE SA

- Le 11 janvier 2023, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire verte d'un montant total de 3 025 millions d'euros :
  - une tranche de 1 000 millions d'euros, portant un coupon de 3,625%, et arrivant à échéance le 11 janvier 2030, augmentée de 100 millions d'euros le 14 août 2023,
  - une tranche de 1 000 millions d'euros, portant un coupon de 4%, et arrivant à échéance le 11 janvier 2035, augmentée de 75 millions d'euros le 2 juin 2023, et de 100 millions d'euros le 6 juin 2023,
  - une tranche de 750 millions d'euros, portant un coupon de 4,25%, et arrivant à échéance le 11 janvier 2043 ;
- Le 1er février 2023, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 742 millions d'euros, portant un coupon de 3% ;,
- Le 28 février 2023, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire vert de 500 millions d'euros, portant un coupon de 0,375% ;
- Le 3 avril 2023, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire verte de 650 millions de livres sterling (752 millions d'euros), portant un coupon de 5,625% et arrivant à échéance le 3 avril 2053 ;
- Le 3 juillet 2023, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire verte de 190 millions de francs suisses (197 millions d'euros), portant un coupon de 2,34% et arrivant à échéance le 4 janvier 2027, ainsi qu'à une émission obligataire verte de 225 millions de francs suisses (233 millions d'euros), portant un coupon de 2,49% et arrivant à échéance le 4 juillet 2031 ;
- Le 6 septembre 2023, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 3 000 millions d'euros :
  - une tranche de 500 millions d'euros, portant un coupon de 3,75%, et arrivant à échéance le 6 septembre 2027,
  - une tranche de 800 millions d'euros, portant un coupon de 3,875%, et arrivant à échéance le 6 janvier 2031,
  - une tranche de 800 millions d'euros, portant un coupon de 4,25%, et arrivant à échéance le 6 septembre 2034,
  - une tranche verte de 900 millions d'euros, portant un coupon de 4,5%, et arrivant à échéance le 6 septembre 2042 ;
- Le 6 décembre 2023, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 1 500 millions d'euros :
  - une tranche de 600 millions d'euros, portant un coupon de 3,625%, et arrivant à échéance le 6 décembre 2026,
  - une tranche verte 900 millions d'euros, portant un coupon de 3,875%, et arrivant à échéance le 6 décembre 2033.

Autres entités du Groupe

- Le 24 juin 2023, ENGIE Alliance a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire de 1 000 millions d'euros, portant un coupon de 5,75% ;
- En décembre 2023, EBE a procédé à une émission obligataire de 2,5 milliards de reals brésiliens (464 millions d'euros), portant un coupon à taux variable.

14.4 Instruments financiers dérivés

PRINCIPES COMPTABLES

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de référence externe, une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré sera utilisée.

La variation de juste valeur des instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (cf. Note 15 "Risques liés aux instruments financiers").

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent les contrats de type *swaps*, *options*, *futures*, *swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites "normales" et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IFRS 9. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est conclu et maintenu en vue de la réception ou la livraison physique des matières premières, selon les besoins prévus par le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats similaires et que ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IFRS 9. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

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 décrit au paragraphe 18.1. 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.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de la situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de la situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Instruments dérivés de couverture : identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein (i) du résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et (ii) du résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de la situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données de marché :

- la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas, ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des "pertes attendues" (*expected loss*) et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit (*credit rating*) attribuées à chaque contrepartie (approche dite "des probabilités historiques").

Compensation des actifs et passifs financiers dans l'état de la situation financière

Les actifs et passifs financiers font l'objet d'une présentation nette dans l'état de la situation financière lorsque les critères de compensation de la norme IAS 32 sont remplis. La compensation porte sur des instruments conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge). En particulier, la compensation des actifs et passifs dérivés relatifs à des matières premières est réalisée pour des transactions conclues avec une même contrepartie, dans la même devise, par type de matière première et point de livraison et ayant des maturités identiques.

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

	31 déc. 2023						31 déc. 2022					
	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	279	111	390	457	131	588	226	92	319	620	114	735
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	10 984	8 344	19 328	15 132	7 516	22 648	30 932	15 076	46 008	37 210	11 698	48 907
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [1]	1 501	26	1 526	1 167	159	1 325	1 975	84	2 059	1 587	47	1 634
TOTAL	**12 764**	**8 481**	**21 245**	**16 755**	**7 806**	**24 561**	**33 134**	**15 252**	**48 386**	**39 417**	**11 859**	**51 276**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

Le montant net des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières présenté dans l'état de la situation financière est déterminé après la prise en compte des accords de compensation répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Cette compensation génère des effets au bilan en 2023 de l'ordre de 9,2 milliards d'euros et porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatérisation (appels de marge).

Le solde des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières est en baisse par rapport au 31 décembre 2022, en raison de la diminution du prix des matières premières sur 2023. Ces dérivés ont pour échéance principalement 2024 et 2025. Cette juste valeur intègre les paramètres de marché au 31 décembre 2023, notamment la réserve *bid ask*, dont la mise à jour a eu pour effet de refléter la volatilité des prix des matières premières observés sur les marchés. Sur les principaux marchés où le Groupe opère (Europe, États-Unis, Singapour), une variation de 10% à la hausse ou à la baisse de ces paramètres de marché (dont l'écart *bid ask*) impacterait la juste valeur des dérivés concernés à hauteur de respectivement de -85 millions d'euros (hausse) et +85 millions d'euros (baisse).

14.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2023				31 déc. 2022			
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	28 522	19 328	(4 927)	14 401	72 322	46 008	(8 866)	37 142
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 917	1 917	(469)	1 448	2 378	2 378	(364)	2 014
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(31 843)	(22 648)	3 898	(18 750)	(75 221)	(48 907)	5 094	(43 813)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 913)	(1 913)	415	(1 498)	(2 369)	(2 369)	547	(1 822)

(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. Compte tenu de la volatilité des prix des matières premières, cette compensation génère des effets importants dans l'état de la situation financière en 2023 et porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge).

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

14.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

14.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
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)	7 552	6 189	-	1 363	5 658	4 225	-	1 433
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*1 902*	*1 653*	-	*249*	*1 217*	*875*	-	*342*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*222*	-	-	*222*	*278*	-	-	*278*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*1 873*	*1 873*	-	-	*2 418*	*2 418*	-	-
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*3 555*	*2 663*	-	*891*	*1 745*	*933*	-	*813*
Instruments financiers dérivés	21 245	43	20 087	1 114	48 386	138	44 730	3 518
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	390	-	390	-	319	-	319	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management (1)	*16 614*	-	*16 263*	*351*	*40 992*	-	*40 825*	*168*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading (1)	*2 714*	*43*	*1 907*	*764*	*5 016*	*138*	*1 528*	*3 350*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 526*	-	*1 526*	-	*2 059*	-	*2 059*	-
TOTAL	**28 796**	**6 232**	**20 087**	**2 477**	**54 044**	**4 363**	**44 730**	**4 951**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat. En raison des incertitudes géopolitiques, la juste valeur des contrats souscrits auprès des fournisseurs russes tient compte, depuis 2022, des aléas liés aux interruptions d'approvisionnement en gaz naturel.

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 14.4 "Instruments financiers dérivés".

Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**342**	-	**278**	**813**	**1 433**
Acquisitions	14	-	84	228	326
Cessions	-	(24)	(4)	(139)	(167)
Variations de juste valeur (1)	(95)	-	(49)	(11)	(156)
Variations de périmètre, change et divers	(13)	24	(87)	1	(75)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**249**	-	**222**	**891**	**1 363**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					(50)

(1) Les variations de juste valeur comprennent notamment la diminution de la valeur de la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour -90 millions d'euros (cf. Note 14.1.1.1 "Instruments de capitaux propres à la juste valeur").

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 2022	**1 837**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(3 697)
Dénouements	644
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	(40)
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**(1 256)**
Gains/(pertes) Day-One différés	(16)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(1 271)**

14.5.2 Passifs financiers

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

	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
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	5 755	-	5 755	-	3 679	-	3 679	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	37 239	23 251	13 988	-	31 500	17 093	14 407	-
Instruments financiers dérivés	24 561	112	22 063	2 385	51 276	-	49 595	1 681
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*588*	-	*588*	-	*735*	-	*735*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [(1)]	*20 933*	-	*20 081*	*852*	*48 907*	-	*47 227*	*1 681*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading [(1)]	*1 715*	*112*	*70*	*1 533*	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 325*	-	*1 325*	-	*1 634*	-	*1 634*	-
TOTAL	**67 555**	**23 363**	**41 806**	**2 385**	**86 455**	**17 093**	**67 682**	**1 681**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat. En raison des incertitudes géopolitiques, la juste valeur des contrats souscrits auprès des fournisseurs russes tient compte, depuis 2022, des aléas liés aux interruptions d'approvisionnement en gaz naturel.

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 14.4 "Instruments financiers dérivés".

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

NOTE 15 Risques liés aux instruments financiers

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers (hors risques de marché sur matières premières présentée ci-après) est présentée dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque" du Document d'enregistrement universel.

15.1 Risques de marché

15.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, 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.

15.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergies, stockage par pompage et par batterie et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (trois ou cinq 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 2023 sont présentées dans le tableau ci-après. Compte tenu de la volatilité du prix des matières premières depuis 2022, impactant plus particulièrement la zone européenne, les hypothèses de prix pour le gaz naturel et l'électricité en Europe ont été revues à la hausse l'an dernier. Ces sensibilités continuent à être établies dans un contexte d'incertitude.

Ces nouvelles hypothèses ne constituent pas une estimation des prix de marché futurs et ne sont par ailleurs pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des éléments couverts sous-jacents (contrats d'achat et de vente de matières premières), non comptabilisés en juste valeur.

Analyse de sensibilité [1]

		31 déc. 2023		31 déc. 2022	
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	-	64	-	81
Gaz naturel – Europe [2]	-10 €/MWh	(411)	(1 288)	(700)	(1 237)
Gaz naturel – Europe [2]	+10 €/MWh	398	1 288	700	1 237
Gaz naturel – Reste du monde [2]	+3 €/MWh	37	138	29	206
Électricité – Europe [2]	-20 €/MWh	(353)	338	(51)	245
Électricité – Europe [2]	+20 €/MWh	353	(338)	51	(245)
Électricité – Reste du monde [2]	+5 €/MWh	(166)	-	(122)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	12	9	24	1
EUR/USD	+10%	(40)	(111)	36	(186)
EUR/GBP	+10%	66	-	(17)	(34)

(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.

(2) À noter que pour décembre 2023 et par rapport aux sensibilités présentées, des variations de prix plus extrêmes à la hausse, bien que difficilement quantifiables, pourraient intervenir en fonction de l'évolution de la situation économique ou politique. Par exemple, un changement de prix à la hausse de 50 €/MWh pour le gaz naturel et 100 €/MWh pour l'électricité impacterait les sensibilités de l'ordre de +8,4 milliards d'euros et +0,1 milliard d'euros, respectivement sur le gaz naturel et l'électricité.

La baisse en 2023 des prix de marché des matières premières a contribué à des variations importantes de la juste valeur de nos instruments financiers, impactant le compte de résultat (cf. Note 8 "Charges opérationnelles") ainsi que les autres éléments du résultat global du Groupe (cf. "État du résultat global").

Les capitaux propres sont sensibles à la variation des prix de l'électricité en Europe compte tenu de l'application, depuis 2023, de la comptabilité de couverture de flux de trésorerie à certaines couvertures d'approvisionnements au sein des activités de commercialisation en France, Belgique et Pays-Bas ainsi que la couverture de certains de nos actifs de production sur ces mêmes périmètres. L'extension attendue de cette pratique à d'autres stratégies de couverture devrait contribuer à réduire à l'avenir la sensibilité sur le résultat avant impôts.

15.1.1.2 Activités de *trading*

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 3 441 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 4 499 millions d'euros en 2022).

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

- au sein d'ENGIE Global Markets. Ses missions consistent à gérer les risques du portefeuille énergétique physique et financier pour le Groupe ou des clients externes, en leur offrant un accès au marché et en mettant en place des stratégies de couverture sur mesure.
- au sein d'ENGIE SA au titre 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.

Ces entités interviennent sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des instruments dérivés tel que les futures, les *forwards*, les *swaps* ou les *options*. Les expositions des activités de trading sur les marchés de l'énergie sont strictement encadrées par un suivi quotidien du respect de la limite de *Value at Risk* (VaR).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *VaR* fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention d'un jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la *VaR*. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La *VaR* présentée ci-après correspond aux *VaR* globales des entités ayant des activités de *trading* du Groupe.

Value at Risk

En millions d'euros	31 déc. 2023	2023 moyenne (1)	Maximum 2023 (2)	Minimum 2023 (2)	2022 moyenne (1)
Activités de trading	14	15	39	4	33

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2023.

Les limites de *VaR* sont fixées dans le cadre d'une gouvernance Groupe, qui a été renforcée depuis le début de la crise pour tenir compte d'un contexte de marchés plus volatils. Le minimum et le maximum, en 2023, sont à comparer respectivement à 6 millions d'euros et à 143 millions d'euros en 2022.

Le suivi permanent des risques de marché et l'application stricte de ces mesures ont permis au Groupe de réaliser ses activités de trading de manière encadrée au cours de l'exercice.

15.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash-flow hedges*), en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, pour réduire les risques sur matières premières liés principalement aux flux de trésorerie futurs de ventes et d'achats fermes ou anticipés de matières premières. Ces instruments peuvent être réglés en net ou par livraison physique.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, des décalages potentiels des dates de règlement et, dans un contexte de volatilité des prix de marché des matières premières, des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
	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	10 984	5 630	(15 132)	(5 801)	30 932	10 060	(37 210)	(11 698)
Couverture de flux de trésorerie	*1 648*	*4 268*	*(2 321)*	*(5 782)*	*3 538*	*4 400*	*(2 483)*	*(4 140)*
Autres instruments financiers dérivés	*9 336*	*1 362*	*(12 811)*	*(19)*	*27 394*	*5 660*	*(34 726)*	*(7 558)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	2 714	-	(1 715)	-	5 016	-	-
TOTAL	**10 984**	**8 344**	**(15 132)**	**(7 516)**	**30 932**	**15 076**	**(37 210)**	**(11 698)**

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.

15.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	760	1 848	(1 052)	(2 733)	3 204	3 825	(1 825)	(3 149)
Électricité	660	2 081	(1 057)	(2 664)	114	324	(208)	(521)
Pétrole	227	338	(211)	(384)	219	248	(449)	(470)
Autres [1]	1	1	(1)	(1)	1	3	(1)	1
TOTAL	**1 648**	**4 268**	**(2 321)**	**(5 782)**	**3 538**	**4 400**	**(2 483)**	**(4 140)**

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

Montants notionnels (nets) [1]

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

	Unité	2024	2025	2026	2027	2028	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2023
Gaz naturel	*GWh*	138 694	21 168	(8 934)	(1 392)	422	-	149 958
Électricité	*GWh*	88 624	50 082	16 065	8 515	871	(648)	163 509
Produits pétroliers	*Milliers de barils*	(11 916)	(5 240)	-	-	-	-	(17 156)
Change	*Millions d'euros*	2	-	-	-	-	-	2
Droits d'émission de gaz à effet de serre	*Milliers de tonnes*	(228)	(64)	(187)	20	20	-	(439)

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

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

	31 déc. 2023				31 déc. 2022	
			Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	5 916	(8 103)	(2 187)	10 553	1 315	39 983
TOTAL	**5 916**	**(8 103)**	**(2 187)**	**10 553**	**1 315**	**39 983**

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 en cours	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	10 553	(2 187)		(3 873)	120	711	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			(4 944)				

(1) Gains/(pertes).

L'inefficacité de couverture, dont le montant en 2023 est affecté par la volatilité des prix des matières premières au cours de l'exercice et la décorrélation partielle des différents marchés notamment en Europe, 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 2023 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	2024	2025	2026	2027	2028	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2023	Total au 31 déc. 2022
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(1 459)	(692)	(7)	(14)	(5)	(10)	(2 187)	1 315

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 2022	**(699)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(3 873)
Montant recyclé des capitaux propres en résultat	711
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	9
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(3 852)**

15.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

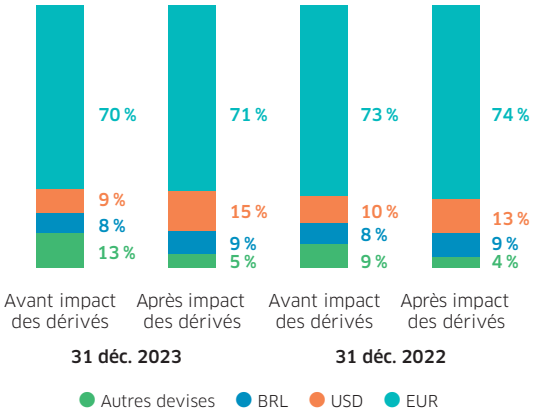
15.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, et (iii) un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments du bilan et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

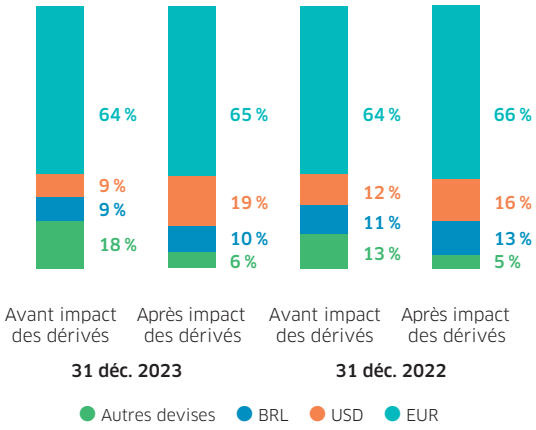
15.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des emprunts



Endettement financier net



15.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la 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. 2023			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+10% [1]	-10% [1]	+10% [1]	-10% [1]
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière [2]	(32)	32	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net [3]	NA	NA	410	(410)

(1) +(-)10% : dépréciation (appréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro.
(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net.
(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

15.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé ("taux variable cappé") au niveau de la dette nette du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

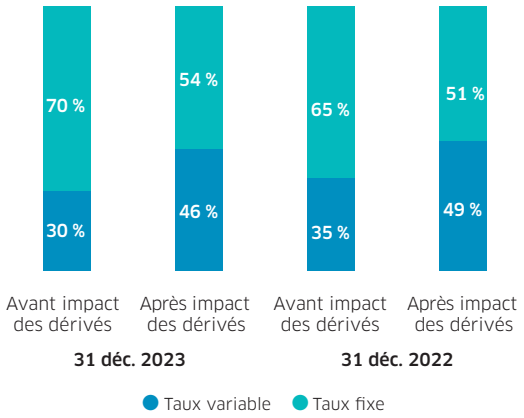
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options sur taux.

Le Groupe a également recours à des pré-couvertures de taux d'intérêt à terme visant à protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette.

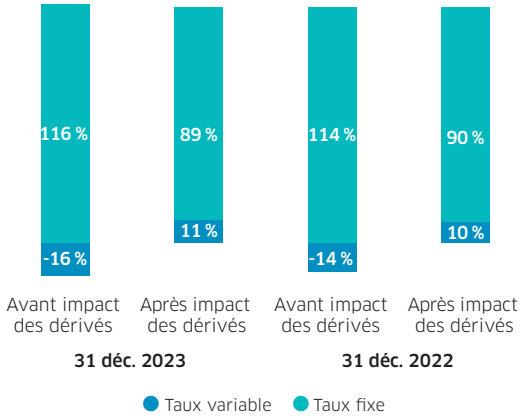
15.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des emprunts



Endettement financier net



15.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement 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. 2023			
	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	(29)	29	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	(39)	43	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	280	(343)

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

15.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est 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 a recours 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.

15.1.5.2 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 SOFR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Réforme des taux interbancaires de référence

Dans le cadre de la réforme des taux d'intérêt de référence, le Groupe avait référencé l'intégralité des nouveaux contrats de financements libellés en USD sur l'indice SOFR en 2022, et avait aligné ses contrats de financements et de dérivés existants au cours du premier semestre 2023, suite à l'arrêt de publication du Libor US au 30 juin 2023.

Par ailleurs, aucun impact n'a été constaté par le Groupe dans le cadre de cette transition.

Les deux principales sources de risque de taux d'intérêt sont les suivantes :

- **risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe**

  Le risque de taux d'intérêt 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").

  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 a recours 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 sur taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement de l'évolution de la qualité de crédit des contreparties et des charges liées, ainsi que des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

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

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture 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 a recours 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, des contrats à terme et des *cross-currency swaps*.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
	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	279	111	(457)	(131)	226	92	(620)	(114)
Couverture de juste valeur	*190*	*43*	*(289)*	*(21)*	*167*	*4*	*(394)*	*(38)*
Couverture de flux de trésorerie	*43*	*-*	*(120)*	*(45)*	*30*	*5*	*(195)*	*(11)*
Dérivés non qualifiés de couverture	*47*	*68*	*(48)*	*(66)*	*30*	*84*	*(32)*	*(65)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 501	26	(1 167)	(159)	1 975	84	(1 587)	(47)
Couverture de flux de trésorerie	*189*	*2*	*(351)*	*(91)*	*509*	*41*	*(222)*	*(7)*
Couverture d'investissement net	*180*	*-*	*(1)*	*-*	*156*	*-*	*(1)*	*-*
Dérivés non qualifiés de couverture	*1 131*	*23*	*(815)*	*(67)*	*1 310*	*43*	*(1 364)*	*(40)*
TOTAL	**1 780**	**137**	**(1 623)**	**(290)**	**2 201**	**176**	**(2 208)**	**(161)**

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.

Montant, échéances et incertitudes des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente, au 31 décembre 2023, 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	2024	2025	2026	2027	2028	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CCS	USD	(337)	(113)	(86)	(93)	-	-	(45)
			GBP	(2 589)	-	-	-	-	(575)	(2 014)
			EUR	(1 230)	-	-	-	-	(569)	(661)
			CHF	(637)	(189)	-	-	(205)	-	(243)
			HKD	(266)	-	-	-	(104)	-	(162)
			PEN	(198)	(19)	-	(61)	(61)	(56)	-
			Autres devises	(295)	(172)	(71)	-	-	-	(52)
	Variable	CCS	CLP	(46)	-	-	(46)	-	-	-
Payeur	Fixe	CCS	EUR	3 539	216	75	-	98	638	2 512
			USD	1 446	22	-	114	70	607	633
	Variable	CCS	EUR	339	144	-	-	195	-	-
			BRL	309	118	93	99	-	-	-

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2024	2025	2026	2027	2028	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	CAP	EUR	5	5	-	-	-	-	-
		IRS	EUR	9 524	(663)	97	1 216	376	(99)	8 596
			USD	1 322	(67)	35	723	296	30	305
			ZAR	140	(87)	(50)	64	(48)	12	249
			Autres devises	63	3	3	3	3	3	47
	Variable	IRS	EUR	17 643	1 690	2 415	1 950	800	138	10 650
			ZAR	-	(89)	(55)	58	(57)	1	142
			BRL	59	-	-	-	-	59	-

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou "CCS"). Leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 15.1.3.2 "Analyse de sensibilité au risque de change" et à un coût moyen de la dette brute de 4,31%, présenté dans la Note 10 "Résultat financier".

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

Dérivés de change

	31 déc. 2023				31 déc. 2022	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	51	(581)	(530)	4 708	(338)	3 139
Couverture d'investissement net	180	(1)	179	5 596	155	5 939
Dérivés non qualifiés de couverture	55	(39)	16	12 086	123	12 007
TOTAL	**286**	**(621)**	**(335)**	**22 391**	**(60)**	**21 085**

Dérivés de taux

	31 déc. 2023				31 déc. 2022	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	232	(309)	(77)	7 975	(261)	5 148
Couverture de flux de trésorerie	183	(25)	158	3 399	491	5 260
Dérivés non qualifiés de couverture	1 215	(957)	258	25 438	(186)	25 885
TOTAL	**1 631**	**(1 291)**	**339**	**36 812**	**44**	**36 293**

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 en cours	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	7 975	(77)	(77)	-	-	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts [3] [4]	5 715	(41)	2 076	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	8 107	(371)	(188)	402	(4)	(321)	Autres produits et charges financiers/ Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			186				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	5 596	179	148	(149)	NA	1	Autres produits et charges financiers/ Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			(148)				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de -41 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 40 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 2023 reflète leur évolution cumulative depuis la mise en place des couvertures. Le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2023, aucun impact significatif en termes d'inefficacité ou de déqualification de certaines couvertures n'a été constaté à la clôture.

Maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt désignés comme couverture de flux de trésorerie

En millions d'euros	2024	2025	2026	2027	2028	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2023	Total au 31 déc. 2022
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(64)	23	6	10	(85)	(262)	(371)	147

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette – couverture du risque de change [1]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de taux d'intérêt [1] [3]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change [2]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change [2] [4]
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**46**	**179**	**35**	**(386)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres		(381)	(21)	149
Montant reclassé des capitaux propres en résultat		321	-	(1)
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	-	(24)	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**45**	**97**	**14**	**(238)**

(1) *Couverture de flux de trésorerie relatives à des périodes données.*
(2) *Couverture de flux de trésorerie relatives à des transactions données.*
(3) *Comprend +275 millions d'euros de réserves cumulées (-86 millions d'euros au 31 décembre 2022) concernant des transactions de couverture pour lesquelles la comptabilité de couverture a été arrêtée (les instruments ayant été résiliés avant leur maturité).*
(4) *L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies.*

15.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC (*engineering, procurement, construction*), partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

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, GBU 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 lesquels 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.

  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 observée, 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 appliquées 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 trois ans (cinq ans pour les contreparties du secteur public).

Dans le cadre de ses activités marché (essentiellement sur les clients *BtoB*), le Groupe prend en compte dans l'évaluation de ses pertes de crédit attendues, des informations prospectives permettant de refléter au mieux la situation d'une série de secteurs économiques jugés comme étant les plus critiques. Ainsi, l'ajustement spécifique du taux de provisionnement des pertes de crédit attendues réalisé au 31 décembre 2022 sur certains secteurs d'activité particulièrement exposés aux fluctuations du prix des matières premières a été maintenu au cours de l'exercice du fait de l'absence d'une amélioration notable et durable du contexte économique général.

Par ailleurs, le risque de défaillance relatif aux activités de fournitures d'énergie *BtoC* du Groupe a évolué différemment, dans chaque pays, en fonction des mécanismes mis en place. Ainsi, en France, le risque de défaillance a augmenté en raison de la fin des mesures gouvernementales (i.a. bouclier tarifaire sur le gaz, chèques d'énergie) qui visaient à limiter l'augmentation des prix. Cette augmentation se traduit par des délais de recouvrement plus longs et des demandes plus nombreuses de mise en place de plan d'étalement des paiements. À l'inverse, la baisse des prix en Belgique et les mécanismes de protection mis en place par le gouvernement roumain ont permis de réduire notre exposition au risque crédit.

15.2.1 Risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux GBU la gestion de ces risques, alors que le Groupe continue à gérer de manière centralisée les expositions des contreparties les plus importantes.

Pour les grands et moyens clients dont les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil, un modèle complet de détermination du *rating* client est utilisé afin d'apprécier, le plus finement possible, le risque de crédit supporté par le Groupe. Pour les clients dont les expositions au risque de crédit sont plus faibles, un modèle simplifié de *scoring* est mis en place. 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).

Les grandes expositions de GEMS, sur des contreparties de *trading* et des grands clients commerciaux, font l'objet d'un suivi régulier par les organes de gouvernance Groupe.

15.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des en-cours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 4 579 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 6 084 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Approche individuelle

		31 déc. 2023							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significati-vement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	*Investment Grade* (1)	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	13 653	12 304	1 248	101	13 653	11 533	2 121	13 653
	Pertes de valeur attendues	(909)	(696)	(116)	(97)	(909)	(594)	(315)	(909)
TOTAL		**12 745**	**11 609**	**1 132**	**4**	**12 745**	**10 939**	**1 806**	**12 745**
Actifs de contrats	Brut	4 377	4 374	2	-	4 377	3 299	1 078	4 377
	Pertes de valeur attendues	(22)	(22)	-	-	(22)	(15)	(7)	(22)
TOTAL		**4 354**	**4 352**	**2**	-	**4 354**	**3 284**	**1 070**	**4 354**

		31 déc. 2022							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativem ent 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	22 754	21 321	1 316	118	22 754	20 668	2 086	22 754
	Pertes de valeur attendues	(737)	(533)	(75)	(129)	(737)	(452)	(285)	(737)
TOTAL		**22 017**	**20 787**	**1 241**	**(11)**	**22 017**	**20 216**	**1 801**	**22 017**
Actifs de contrats	Brut	5 277	5 245	29	3	5 277	4 100	1 177	5 277
	Pertes de valeur attendues	(20)	(16)	-	(4)	(20)	(13)	(7)	(20)
TOTAL		**5 256**	**5 229**	**29**	**(1)**	**5 256**	**4 087**	**1 169**	**5 256**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

Approche collective

		31 déc. 2023				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2022
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 953	420	212	199	831
	Pertes de valeur attendues	(1 153)	(20)	(40)	(216)	(275)
TOTAL		**2 800**	**400**	**173**	**(16)**	**557**
Actifs de contrats	Brut	5 194	31	85	3	119
	Pertes de valeur attendues	(5)	-	(2)	-	(2)
TOTAL		**5 189**	**31**	**83**	**3**	**117**

		31 déc. 2022				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2021
Créances commerciales et autres débiteurs	**Brut**	**4 459**	**300**	**101**	**272**	**673**
	Pertes de valeur attendues	(1 151)	(19)	(47)	(172)	(238)
TOTAL		**3 308**	**281**	**54**	**100**	**435**
Actifs de contrats	Brut	7 370	8	-	1	10
	Pertes de valeur attendues	(27)	-	(8)	-	(8)
TOTAL		**7 343**	**8**	**(8)**	**1**	**2**

15.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie (CVA), lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés, se base sur des probabilités de défaut dont les paramètres ont été mis à jour, dans un contexte d'incertitude, pour tenir compte d'un risque accru de défaut de paiement.

La volatilité importante des prix des matières premières et l'impact sur la valorisation des dérivés à l'actif du bilan n'a pas significativement modifié l'exposition du Groupe en raison de la qualité de crédit de ses contreparties.

	31 déc. 2023		31 déc. 2022	
En millions d'euros	Investment Grade [1]	Total	Investment Grade [1]	Total
Exposition brute [2]	15 954	19 324	36 371	46 012
Exposition nette [3]	6 385	8 050	12 434	16 124
% de l'exposition crédit des contreparties *Investment Grade*	79,3%		77,1%	

(1) Sont incluses dans la colonne Investment Grade les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'Investment Grade est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties

(2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

15.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

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.

15.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des en-cours 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 425 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 547 millions d'euros au 31 décembre 2022).

	31 déc. 2023						
En millions d'euros	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade [1]	Autres	Total par type de contreparties
Brut	8 879	285	700	9 865	5 754	4 111	9 865
Pertes de valeur attendues	(78)	(45)	(1 180)	(1 302)	(174)	(1 128)	(1 302)
TOTAL	8 802	240	(479)	8 563	5 580	2 983	8 563

	31 déc. 2022						
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	6 596	274	720	7 591	3 490	4 101	7 591
Pertes de valeur attendues	(99)	(38)	(1 154)	(1 291)	(158)	(1 133)	(1 291)
TOTAL	**6 497**	**236**	**(434)**	**6 300**	**3 332**	**2 967**	**6 300**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

En 2022, le Groupe avait déprécié le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 pour un montant total de 987 millions d'euros (y compris intérêts capitalisés).

15.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
En millions d'euros	Total	Investment Grade [1]	Sans notation [2]	Non Investment Grade [2]	Total	Investment Grade [1]	Sans notation [2]	Non Investment Grade [2]
Exposition	17 577	89,6%	3,3%	7,1%	15 738	92,3%	4,5%	3,2%

(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 2023, le Crédit Agricole SA est la principale contrepartie du Groupe et représente 31% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

15.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché, qui sont un moyen d'atténuer, par le biais de sûretés, le risque de contrepartie sur les instruments de couverture.

Le Groupe a mis en place un comité hebdomadaire dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en termes d'investissements et désinvestissements. ENGIE a mis en place un cadre complet pour surveiller et lisser les mouvements de trésorerie liés aux appels de marge sur les marchés de gré à gré ou via une chambre de compensation, en s'appuyant sur le recours à des *swaps* de liquidité avec ses principales contreparties, ainsi que sur l'émission de lettres de crédit. Compte tenu de la volatilité actuelle des marchés, ces appels de marge peuvent produire des effets temporels significatifs sur la position de trésorerie du Groupe, le recours aux deux leviers ci-dessus a donc été renforcé afin de maîtriser les impacts sur la trésorerie. Ce comité est complété par des *stress tests* trimestriels sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change ayant vocation à apprécier la résistance du Groupe en matière de liquidité.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique. Obéissant aux mêmes principes que cette politique, ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

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, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2023, 89% 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 :

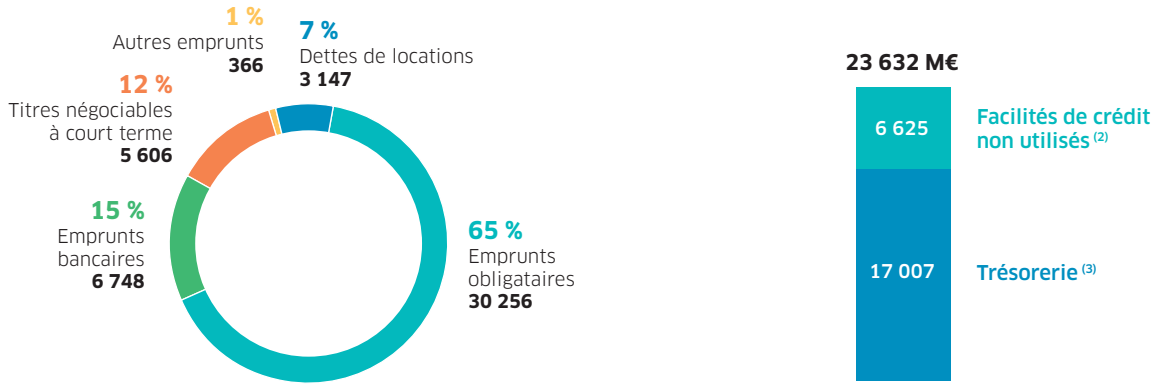
- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

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 en France (*Negotiable European Commercial Paper*) et aux États-Unis (*US Commercial Paper*) ainsi qu'à l'émission de titres super-subordonnés. Ces programmes d'émission de titres négociables à court terme sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées – essentiellement centralisées – permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir. Ces facilités sont compatibles avec la taille et les échéances auxquelles le Groupe doit faire face.

Les différentes actions menées par le Groupe permettent de garantir un niveau de liquidité élevé et renforcé.

Diversification des sources de financement et liquidité [1]

En millions d'euros



(1) Ces sources de financements et de liquidité ne comprennent pas les titres super-subordonnés qui sont comptabilisés en capitaux propres (cf. Note 16.2.1 "Émission de titres super-subordonnés").
(2) Net des titres négociables à court terme.
(3) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie pour 16 578 millions d'euros, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net pour 884 millions d'euros, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie pour 455 millions d'euros, dont 76 % placés en zone euro.

Au 31 décembre 2023, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucun défaut lié à des ratios financiers ou à des niveaux de notation n'est à observer sur les lignes de crédit disponibles centralisées.

15.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Flux contractuels non actualisés sur l'en-cours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2024	2025	2026	2027	2028	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2023	Total au 31 déc. 2022
Emprunts obligataires	1 039	1 463	2 922	3 130	3 230	18 472	30 256	23 557
Emprunts bancaires	763	485	387	637	245	4 231	6 748	5 476
Titres négociables à court terme	5 606	-	-	-	-	-	5 606	7 386
Dettes de location	510	480	398	365	407	2 552	3 147	2 875
Autres emprunts	92	22	3	3	2	244	366	374
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	455	-	-	-	-	-	455	615

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à un an.

Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'en-cours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2024	2025	2026	2027	2028	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2023	Total au 31 déc. 2022
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'en-cours des emprunts	1 319	1 267	1 230	1 116	1 053	10 915	16 900	11 131

Flux contractuels non actualisés sur l'en-cours des dérivés (hors matières premières)

En millions d'euros	2024	2025	2026	2027	2028	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2023	Total au 31 déc. 2022
Dérivés (hors matières premières)	(233)	1	18	17	(20)	743	527	239

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessous correspondent à des positions nettes.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux contrats de location

Au 31 décembre 2023, le Groupe en tant que preneur est potentiellement exposé à des sorties de trésorerie futures non prises en compte lors de l'évaluation des passifs locatifs à hauteur de 1 045 millions d'euros (dont environ 75% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2028). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet (locations immobilières et de méthaniers).

De plus, le Groupe est également exposé à des sorties de trésorerie futures, sous la forme de paiements de loyers variables, dans le cadre de l'extension de la concession du Rhône. Ces loyers variables sont fonction des recettes résultant des ventes d'électricité.

Facilités de crédit confirmées non utilisées

En millions d'euros	2024	2025	2026	2027	2028	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2023	Total au 31 déc. 2022
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	1 619	738	552	-	8 500	822	12 231	12 511

Parmi ces programmes disponibles, 5 606 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme.

Au 31 décembre 2023, aucune contrepartie ne représentait plus de 10% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

15.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

En millions d'euros	2024	2025	2026	2027	2028	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2023	Total au 31 déc. 2022
Instruments financiers dérivés passifs								
afférents aux activités de portfolio management	*(5 831)*	*(497)*	*(9 539)*	*(2 971)*	*(1 249)*	*(994)*	*(21 080)*	*(49 260)*
afférents aux activités de trading	*(1 787)*	-	-	-	-	-	*(1 787)*	-
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de portfolio management	*5 624*	*341*	*6 682*	*2 934*	*681*	*472*	*16 734*	*40 975*
afférents aux activités de trading	*2 766*	-	-	-	-	-	*2 766*	*5 098*
TOTAL	**772**	**(155)**	**(2 857)**	**(37)**	**(568)**	**(522)**	**(3 366)**	**(3 187)**

15.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des GBU Renouvelables et GEMS (exprimés en TWh).

En TWh	2024	2025-2028	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2023	Total au 31 déc. 2022
Achats fermes	(450)	(566)	(1 134)	(2 150)	(1 884)
Ventes fermes	617	470	224	1 310	1 243

NOTE 16 Éléments sur les capitaux propres

16.1 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 2022	**2 435 285 011**	**(14 530 427)**	**2 420 754 584**	**2 435**	**25 667**	**(189)**
Dividende distribué en numéraire					(1 752)	
Achat/vente d'actions propres		(3 755 821)	(3 755 821)			(53)
Attribution actions gratuites		4 450 881	4 450 881			65
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**2 435 285 011**	**(13 835 367)**	**2 421 449 644**	**2 435**	**23 916**	**(177)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2023 résulte exclusivement de cessions nettes d'actions propres à hauteur de 0,7 million d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

16.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Le Groupe n'a plus depuis 2017 de plan d'option d'achat ou de souscription d'actions.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 19 "Paiements fondés sur des actions" sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

16.1.2 Actions propres

PRINCIPES COMPTABLES

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 26 avril 2023. 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 2023, le Groupe détient 13,8 millions d'actions propres. À ce jour, toutes les actions ont été affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 55 millions d'euros.

16.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 32 507 millions d'euros au 31 décembre 2023, dont 23 916 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègre une partie du versement du dividende en numéraire au titre de l'exercice 2022 pour un montant de -1 752 millions d'euros.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

16.2.1 Émission de titres super-subordonnés

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – Instruments financiers – Présentation, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.

Au 31 décembre 2023, l'en-cours des titres super-subordonnés, en valeur nominale, s'élève à 3 393 millions d'euros. Aucun mouvement n'a été enregistré par rapport au 31 décembre 2022.

En 2023, le Groupe a versé 80 millions d'euros aux détenteurs de ces titres. Ces montants sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

16.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 24 537 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 27 365 millions d'euros au 31 décembre 2022), dont 23 916 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

16.2.3 Dividendes

L'Assemblée Générale du 26 avril 2023 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 1,40 euro par action au titre de l'exercice 2022. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,14 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2022, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital. Le Groupe a réglé en numéraire le 3 mai 2023, pour un montant de 3 391 millions d'euros, le dividende de 1,40 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi qu'un montant de 36 millions d'euros au titre de prime de fidélité.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2023

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2023 de verser un dividende unitaire de 1,43 euro par action soit un montant total de 3 482 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2023. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2023 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2023. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2023, cette majoration est évaluée à 38 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le mardi 30 avril 2024, le dividende dont le coupon aura été détaché le jeudi 02 mai 2024, sera payé le lundi 06 mai 2024. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2023, les états financiers à fin 2023 étant présentés avant affectation.

16.3 Gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2023 et au 31 décembre 2022, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Instruments de dette	(44)	(369)
Couverture d'investissement net [1]	(238)	(386)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) [1]	145	218
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) [1]	(3 998)	(318)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	786	(112)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt [2]	334	300
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	-
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ECARTS DE CONVERSION	**(3 015)**	**(668)**
Écarts de conversion	(1 693)	(1 422)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(4 708)**	**(2 090)**

(1) Cf. Note 15 "Risques liés aux instruments financiers".
(2) Cf. Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

16.4 Gestion du capital

ENGIE cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier économique net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (cf. Note 16.1.2 "Actions propres"), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de crédit de niveau *strong investment grade* auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash-flows* opérationnels diminués du coût de la dette et des impôts dus et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte de la partie non couverte des provisions nucléaires et pour pensions, ainsi que 50% des émissions hybrides (titres super subordonnés). Par ailleurs, le Groupe a défini une guidance portant sur son profil financier sur le ratio "dette nette économique divisée par l'EBITDA" inférieur ou égal à quatre fois.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 17 Provisions

PRINCIPES COMPTABLES

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration, soit en commençant à exécuter le plan, soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour remise en état de site et les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en "Autres produits et autres charges financiers").

Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, au démantèlement des sites de production nucléaires et des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (cf. Note 17.2) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (cf. Notes 17.2 et 17.3) ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle nucléaire et Démantèlement des installations nucléaires	Démantèlement des installations Hors nucléaires	Autres risques	Total
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**4 471**	**19 017**	**1 330**	**2 209**	**27 027**
Dotations	264	5 271	107	557	6 198
Reprises pour utilisation	(315)	(327)	(75)	(671)	(1 388)
Reprises pour excédent	-	-	-	(36)	(35)
Variation de périmètre	(6)	-	15	-	8
Effet de la désactualisation	161	581	47	14	803
Écarts de change	1	-	(21)	(3)	(22)
Autres	631	(655)	(18)	44	2
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**5 208**	**23 887**	**1 384**	**2 114**	**32 593**
Non courant	5 126	11 948	1 384	334	18 792
Courant [(1)]	82	11 939	-	1 780	13 801

(1) La classification en courant/non-courant traduit les effets de l'accord signé avec l'État belge le 29 juin 2023 (devenu liant le 21 juillet 2023) et dont la mise en œuvre a été précisée dans les accords transactionnels du 13 décembre 2023 (cf. Note 17.2). À ce titre, le Groupe réglera une grande partie de ce passif (11,5 milliards d'euros$_{2022}$) lors de l'entrée en vigueur des lois de transposition de cet accord, le solde (3,5 milliards$_{2022}$) l'étant lors du redémarrage des unités prolongées, fin 2025.

L'effet de la désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La ligne "Autres" se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2023 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en "Autres éléments du résultat global", ainsi que des reprises de provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de remise en état de site, notamment en raison de l'effet induit par l'avis final de la CPN du 7 juillet 2023 (cf. Note 17.2).

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. 2023
Résultat des activités opérationnelles	(4 774)
Autres produits et charges financiers	(824)
TOTAL	**(5 598)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

17.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

17.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

17.2.1 Contexte légal actuel et évolutions attendues suite à l'accord signé avec l'État belge le 29 juin 2023, devenu liant le 21 juillet 2023, et dont la mise en œuvre a été précisée dans les accords transactionnels du 13 décembre 2023

La loi belge du 11 avril 2003, partiellement abrogée et modifiée par la loi du 12 juillet 2022 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion du combustible usé.

Par ailleurs, cette loi organise l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Conformément à la loi, la CPN procède tous les trois ans à un audit de l'application faite des méthodes de calcul utilisées pour la constitution des provisions nucléaires et de leur adéquation.

Dans ce cadre, la CPN a émis un avis définitif le 7 juillet 2023 sur les propositions transmises par Synatom en septembre 2022. Les provisions comptabilisées au 31 décembre 2023 par Synatom prennent intégralement en compte les remarques et hypothèses retenues par la CPN. Cet avis s'est principalement traduit, en 2023, par une diminution de la provision pour démantèlement (0,6 milliard d'euros) en contrepartie d'un ajustement de la valeur comptable des actifs de démantèlement dont une partie a fait l'objet d'une reprise de perte de valeur (0,4 milliard d'euros). Les provisions intègrent ainsi, dans leurs hypothèses, l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional.

Le 29 juin 2023, le Groupe et le gouvernement belge ont signé un accord, devenu liant le 21 juillet 2023, et dont la mise en œuvre a été précisée dans les accords transactionnels du 13 décembre 2023. Cet accord prévoit :

- la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dans le cadre d'un partenariat à 50/50 entre l'État belge et le Groupe moyennant la mise en place d'un contrat pour différence protégeant ENGIE contre les risques de marché ; et

- le transfert à l'État belge, en contrepartie du paiement libératoire d'un montant forfaitaire de 15 milliards d'euros$_{2022}$, de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible usé dans la limite d'un crédit volumétrique couvrant la totalité des déchets nucléaires produits par les centrales belges durant leur durée de vie légale depuis leur mise en service jusqu'à leur démantèlement.

Cet accord est engageant pour les parties. Même s'il suppose le vote et l'entrée en vigueur de projets de lois intégrés au contrat, d'une part, ainsi que l'accord de la Commission européenne en matière d'aide d'État, d'autre part, son *closing* (après levée/réalisation des conditions suspensives) est estimé très probable. Le transfert de responsabilité financière sur la gestion des déchets nucléaires et du combustible usé conformes aux critères de transfert interviendra de façon au définitive au moment du *closing*, sauf dans le cas où l'absence de redémarrage des unités avant le 1er novembre 2027 serait due à une négligence grave d'ENGIE. Dans ce cas hautement improbable, l'État belge pourrait annuler l'accord sur le montant forfaitaire et revenir au régime actuel de responsabilité financière de l'opérateur nucléaire, et les montants déjà versés par le Groupe seraient séquestrés au bénéfice des provisions nucléaires qui auraient été transférées, jusqu'à la fin du programme de démantèlement y compris la gestion des déchets nucléaires et de l'aval du cycle du combustible.

Le Groupe réglera ce passif de 15 milliards d'euros$_{2022}$ via un paiement de 11,5 milliards d'euros$_{2022}$ pour les déchets de catégorie B et C (déchets hautement radioactifs et destinés au stockage géologique), au moment du *closing* puis le solde, soit 3,5 milliards d'euros$_{2022}$ lors du redémarrage des unités prolongées fin 2025 pour les déchets de catégorie A (déchets faiblement radioactifs, destinés au stockage en surface). Ces montants au 31 décembre 2022 font l'objet d'une indexation de 3% qui prend effet à compter du 1er janvier 2023 et ce jusqu'à la date de paiement.

En conséquence, le Groupe a revu l'évaluation de ses provisions d'un montant correspondant au complément entre les passifs déjà constituées au titre des coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires et le montant forfaitaire de 15 milliards d'euros$_{2022}$, soit un montant de 5,1 milliards d'euros$_{2022}$ (incluant la part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales pour 0,4 milliard d'euros). Le Groupe a ainsi comptabilisé une charge nette de 4,8 milliards d'euros dans les "Autres éléments du résultat des activités opérationnelles" (cf. Note 9).

À l'issue de cet accord, le Groupe conservera essentiellement la responsabilité de l'entreposage sur site des déchets de combustible usé jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'à 2050 ainsi que du conditionnement de l'ensemble des déchets selon l'accord contractuel (cf. Note 17.2) ; il reste également responsable, au terme de leur durée d'exploitation, des travaux de mises à l'arrêt définitif des réacteurs, de leur démantèlement et de l'assainissement du site. Le processus de constitution et de gestion de l'ensemble de ces provisions relevant de la responsabilité du Groupe continuera de faire l'objet d'une revue de la part de la CPN tous les trois ans.

17.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible usé fera l'objet d'un conditionnement, avant son évacuation en stockage géologique à long terme.

Dans le cadre de la mise en place d'un paiement libératoire pour le transfert de la responsabilité financière de la gestion du stockage et de l'évacuation des déchets nucléaires et du combustible usé, prévu par l'accord, les risques associés à ce passif, tels qu'ils avaient été décrits dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2022 (cf. Note 17.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire"), ont été considérablement réduits. En effet, l'accord prévoit que la responsabilité financière de toutes les opérations de gestion du combustible usé postérieurement à son transfert à l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies) incombera à l'État. À ce titre, le Groupe réglera une grande partie de ce passif (classé comme courant dans les comptes) augmentée d'une prime de risque pour un total de 10,5 milliards d'euros$_{2022}$.

Concernant la gestion des déchets, la responsabilité du Groupe sera essentiellement limitée à l'entreposage sur site des éléments combustibles jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'en 2050, ainsi que de leur mise en conformité avec les critères contractuels de transfert des déchets à l'ONDRAF, dont le passif est estimé à 1,7 milliard d'euros$_{2022}$ dans le projet de loi de mise en œuvre de l'accord.

Les provisions non couvertes par l'accord sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte ;
- le taux d'actualisation retenu par la CPN – pour la partie non couverte par l'accord avec le gouvernement belge – est de 3,0% (y compris inflation de 2,0%).

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Certaines recommandations émises par l'ONDRAF dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires en 2022 n'ayant pas encore pu être quantifiées feront l'objet d'une instruction spécifique sous le contrôle de la CPN dans le cadre de la prochaine révision triennale.

Sensibilité

Suite à la prise en charge, par l'État belge, de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires après leur transfert à l'ONDRAF, le Groupe ne sera plus exposé qu'à l'évolution des coûts futurs d'entreposage et de conditionnement et aux paramètres d'actualisation correspondants avant ce transfert.

- les coûts de construction des installations d'entreposage à sec et les coûts d'achat des containers des éléments combustibles sur nos sites pourraient être différents de ceux provisionnés. Une modification de 10% de ces coûts encore à engager représenterait une variation de 60 millions d'euros des provisions ;
- une variation de 10% des coûts annuels d'exploitation des installations d'entreposage se traduirait par une variation de 30 millions d'euros de la provision ;
- une variation du taux d'actualisation de 25 bps se traduirait par une révision des provisions non transférées de 40 millions d'euros, à la hausse en cas de réduction du taux d'actualisation ou à la baisse en cas de hausse du taux.

À noter que le risque de dépassement des crédits volumétriques est estimé, à ce stade, très peu probable, les crédits volumétriques établis dans l'accord ayant incorporé les aléas volumétriques estimés dans le cadre de la réévaluation des provisions en 2022.

17.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

PRINCIPES COMPTABLES

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations, et est compris dans le périmètre des actifs faisant l'objet de tests de valeur. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation annuelle sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être mises à l'arrêt définitif pendant la phase durant laquelle le combustible irradié est déchargé de la centrale, puis jusqu'au déclassement et à l'assainissement du site.

La stratégie de démantèlement retenue repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un "*greenfield* industriel"), permettant un usage industriel futur du terrain.

Jusqu'au 31 décembre 2022, le montant des provisions pour démantèlement comprenait les coûts relatifs à la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A (de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie) et B (de faible ou moyenne activité et de longue durée de vie) déterminés en utilisant le tarif des redevances établi par l'ONDRAF validé par son Conseil d'Administration de mai 2022. Compte tenu de l'accord, la responsabilité financière de toutes les opérations de gestion des déchets de catégorie A et B conditionnés conformément aux critères contractuels de transfert incombera désormais à l'État en contrepartie du paiement du montant forfaitaire libératoire décrit dans la Section 17.2.2 ci-avant. À ce titre, le Groupe transférera ce passif lors de l'entrée en vigueur des lois de transposition de cet accord pour un total de 1 milliard d'euros$_{2022}$, pour les déchets de catégorie B et, lors du redémarrage des unités prolongées fin 2025 pour un total de 3,5 milliards d'euros$_{2022}$, pour les déchets de catégorie A.

Le Groupe ne demeure par ailleurs responsable que de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement en ce compris le conditionnement des déchets de catégorie A et B provenant de ces opérations conformément aux critères contractuels de transfert. Au 31 décembre 2023, ces provisions pour mise à l'arrêt définitif et démantèlement sont constituées sur la base des paramètres suivants :

- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquencement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement ;
- le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui doivent être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire. Les conditions de sûreté des phases de mise à l'arrêt définitif ont été définies avec l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) pour les unités de Doel 3 et Tihange 2 déjà à l'arrêt. Elles restent à définir pour la phase de démantèlement. Les coûts pourraient être amenés à évoluer en fonction de l'issue de ces discussions et du projet détaillé de réalisation de ces phases en cours de définition ;
- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales. Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance ;
- les redevances pour la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A – de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie – et B – de faible ou moyenne activité et de longue durée de vie – sont déterminées en utilisant le tarif des redevances établi par l'ONDRAF validé par son Conseil d'Administration de mai 2022 ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas, revues par l'ONDRAF et la CPN ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- le taux d'actualisation retenu par la CPN est de 2,5% (y compris inflation de 2,0%).

La prolongation de 10 ans des unités Doel 4 et Tihange 3 prévue dans l'accord désoptimise les activités de démantèlement en série des différentes unités. Il est prévu que l'État prendra à sa charge le complément de provisions y afférent et estimé à ce jour entre 500 et 600 millions d'euros. Dans l'attente d'un accord sur son montant exact, sous le contrôle in fine de la Commission des Provisions Nucléaires, ce complément de passif qui devrait être payé forfaitairement lors du *closing* par l'État belge n'est pas intégré dans les comptes. Si le surcoût n'était pas intégralement couvert par l'État, une part de ce complément de passif pourrait rester à la charge du Groupe.

Enfin, le Groupe constitue des provisions destinées à couvrir les coûts relatifs à la phase de mise à l'arrêt définitif de ses droits de tirage dans Tricastin et Chooz B ainsi que pour la période de démantèlement qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site de Chooz B, conformément aux accords respectifs conclus avec EDF. Celles-ci sont basées sur les provisions pour les actifs belges se rapprochant le plus de ces centrales et sont mises à jour conformément aux révisions par la CPN.

Sensibilité

Compte tenu de l'accord, le Groupe ne sera plus responsable que de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement y compris conditionnement des déchets nucléaires provenant de ces opérations conformément aux critères contractuels de transfert, ensemble dont le passif restant à charge du Groupe est estimé à 6,7 milliards d'euros$_{2022}$ dans le projet de loi de mise en œuvre de l'accord.

- une variation de 10% des coûts de mise à l'arrêt définitif des unités conduirait à une variation de l'ordre de 200 millions d'euros des provisions ;
- une variation de 10% des coûts de démantèlement des unités conduirait à une variation de l'ordre de 400 millions d'euros des provisions nucléaires ;
- une variation du taux d'actualisation de 25 bps se traduirait par une révision des provisions de l'ordre de 170 millions d'euros, à la hausse en cas de réduction du taux d'actualisation ou à la baisse en cas de hausse du taux.

17.2.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées

Comme indiqué au point précédent, la loi belge du 12 juillet 2022, abrogeant partiellement et modifiant la loi du 11 avril 2003, attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et de gestion du combustible usé. En application de la loi du 11 avril 2003, Synatom pouvait prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans le respect de certains critères en matière de qualité de crédit.

Le montant des prêts en cours entre Synatom et les exploitants nucléaires représentant la contre-valeur des provisions pour la gestion du combustible usé, sera remboursé d'ici le 31 décembre 2025 à Synatom et le montant des prêts en cours entre Synatom et Electrabel représentant la contre-valeur des provisions pour le démantèlement sera remboursé d'ici le 30 septembre 2031.

La partie des provisions ne faisant pas l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est placée par Synatom soit dans des actifs financiers extérieurs aux exploitants nucléaires, soit dans des prêts à des personnes morales répondant aux critères de "qualité de crédit" imposés par la loi.

Au cours de l'exercice 2023, Synatom a investi un peu plus de 3 milliards d'euros dans de tels actifs.

L'objectif poursuivi par Synatom en termes d'investissement dans ces actifs a été adapté compte tenu de l'accord. Il est :

- pour la part destinée à être liquidée au *closing*, d'assurer la valeur des actifs sous-jacents moyennant un investissement majoritairement en outils monétaires assurant un rendement au moins équivalent à l'indexation des montants forfaitaires fixée à 3% ;
- pour les investissements destinés à couvrir le passif restant conservé par le Groupe, d'assurer un rendement suffisant, pour un niveau de risque acceptable, afin de couvrir les coûts liés au démantèlement et à l'entreposage des matières fissiles irradiées, sous les contraintes de diversification, de minimisation du risque et de disponibilité comme définies par la loi du 12 juillet 2022.

Il incombe au Conseil d'Administration de Synatom et à son Comité d'investissement de définir la politique d'investissement de Synatom après avis de la CPN, conformément à la loi du 12 juillet 2022. En s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse, le Comité d'investissement supervise les décisions d'investissement dont le pilotage est confié à une équipe dirigée par un Directeur des investissements.

La valeur des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires s'élève au 31 décembre 2023 à 9 984 millions d'euros et leur rendement s'est établi à 5,01% sur l'exercice. L'année 2023 a été marquée par la réexposition progressive du portefeuille aux marchés en récupération après l'année 2022 marquée par la volatilité baissière des marchés actions et obligataires mondiaux. Cette réexposition a cependant dû être interrompue suite à la demande du gouvernement, dans le cadre de l'accord, de bénéficier du paiement en numéraire plutôt qu'en actifs dédiés des montants forfaitaires relatifs aux coûts de traitement des déchets nucléaires.

17.2.4.1 Valorisation des actifs financiers sur l'exercice 2023

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. 2023	31 déc. 2022
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	3	5
Prêt à Sibelga	3	5
Autres prêts et créances au coût amorti	3 777	2 270
Instruments de dette – trésorerie OPCVM	3 777	2 270
Total des prêts et créances au coût amorti	**3 780**	**2 276**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	1 640	863
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	25	24
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	1 665	887
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 873	2 418
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	2 663	933
Instruments de dette à la juste valeur	4 536	3 350
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**6 201**	**4 237**
Instruments financiers dérivés	**3**	**113**
TOTAL [1]	**9 984**	**6 626**

(1) N'inclut pas les stocks d'uranium qui s'élèvent à 307 millions d'euros au 31 décembre 2023, contre 308 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie des OPCVM en attente de placement sont présentés dans l'état de la situation financière en tant que "Prêts et créances au coût amorti". Les obligations OPCVM et instruments de couverture associés détenus par Synatom au travers d'OPCVM sont présentés en instruments de capitaux propres ou en instruments de dette (cf. Note 14.1 "Actifs financiers").

Le détail de la variation de la juste valeur cumulée des actifs de Synatom est présenté comme suit :

	Variation cumulée de la juste valeur des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	**31 déc. 2023**	**31 déc. 2022**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	88	(157)
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	(101)	(282)
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	122	(52)
TOTAL	**108**	**(491)**

Le résultat de l'exercice généré par ces actifs dédiés s'élève à -184 millions d'euros en 2023 (-217 millions d'euros en 2022).

En millions d'euros	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Résultat de cession	(312)	14
Rémunération des actifs	71	66
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(108)	(15)
Variation de juste valeur des actifs dédiés par résultat	167	(282)
TOTAL	**(184)**	**(217)**

17.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

17.3.1 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment des centrales classiques, des canalisations de transport, des conduites de distribution, des sites de stockage ou encore des terminaux méthaniers, doivent être démantelées ou a minima mises en sécurité. Ces obligations peuvent résulter de réglementations environnementales en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe. L'enjeu le plus important pour le Groupe concerne les infrastructures gazières en France.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en favorisant les énergies renouvelables ou dites vertes, notamment le biométhane et l'hydrogène. Les différents scénarios qui permettent d'atteindre cette neutralité carbone, notamment le Scénario National Bas Carbone en France, les scénarios ADEME, ou "l'étude prospective Futurs énergétiques" de RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, conduisent tous à une baisse significative des quantités de gaz consommées, tout en maintenant un nombre élevé de connections gaz pour la gestion de la pointe électrique. Le Groupe analyse de près cette perspective, notamment dans le cadre de la définition de sa stratégie ainsi que pour l'appréciation de la durée d'utilisation des actifs et l'évaluation des provisions pour leur démantèlement éventuel.

La future Stratégie Française sur l'Énergie et le Climat (SFEC) constituera la feuille de route actualisée de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de la France aux impacts du changement climatique. La SFEC sera constituée de la première loi de programmation quinquennale sur l'énergie et le climat (LPEC), qui doit être adoptée en 2024 et déclinée par la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3e édition), le Plan National d'Adaptation au Changement Climatique (PNACC 3e édition) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2024-2033), qui doivent être adoptés au 1er semestre 2024. La prochaine révision quinquennale de la PPE et de la SNBC sera ainsi pour la première fois précédée de l'adoption d'une loi de programmation sur l'énergie et le climat, qui fixera les priorités d'action de la politique climatique et énergétique française.

En conformité avec l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, le scénario de long terme retenu par le Groupe, et qui préside à la mise en œuvre de sa stratégie, est un scénario qui combine électrification raisonnable, soit un peu moins de 50% de la demande finale en 2050, et développement d'une palette diversifiée de gaz verts (biométhane, e-CH_4 synthétisé, gaz naturel avec *Carbon-Capture and Storage*, hydrogène pur). Le scénario du Groupe est proche du scénario S3 de l'ADEME.

Du fait de l'importance des gaz verts dans le mix énergétique français envisagé à horizon 2050 et au-delà, les infrastructures gazières resteront très largement nécessaires et seront indispensables pour fournir de la flexibilité au système énergétique. L'adaptation et la reconversion de ces infrastructures aux gaz verts permettent d'envisager leur utilisation à un horizon très lointain, ce qui conduit à une valeur actuelle quasi nulle des provisions pour leur démantèlement, hors cas spécifiques des terminaux méthaniers et des sites de stockage en exploitation réduite et non régulés essentiellement en France et en Allemagne, pour lesquels les provisions constituées pour leur démantèlement s'élèvent à 326 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 359 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Compte tenu de son horizon et des évolutions des politiques publiques françaises et européenne, le Groupe continuera à procéder à une appréciation régulière du scénario de long terme qui permettra d'atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. Cette appréciation s'accompagne d'une revue de l'évaluation des provisions pour démantèlement.

17.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood, et l'arrêt des opérations d'extraction de charbon dans la mine attenante à partir de fin mars 2017. Le Groupe détient une participation de 72% dans cette ancienne centrale de 1 600 MW avec mine de charbon attenante, consolidée en tant qu'activité conjointe.

Au 31 décembre 2023, 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 contre 220 millions d'euros au 31 décembre 2022. La mise à jour de certains paramètres de la provision a entraîné une augmentation de celle-ci de l'ordre de 90 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.

Les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de destruction et de réhabilitation qui devront être encourus par la société Hazelwood. Cependant, le montant de cette provision pourrait être ajusté dans le futur afin de tenir compte d'éventuelles évolutions concernant les paramètres clés de l'évaluation.

17.4 Autres risques

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux et des réclamations et risques fiscaux (hors impôts sur les sociétés, en application d'IFRIC 23), ainsi que les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de transport et de réservation de capacité de stockage.

NOTE 18 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

PRINCIPES COMPTABLES

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en "Autres actifs" courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

18.1 Description des principaux régimes de retraite

18.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

Depuis le 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale et du budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 ("droits spécifiques passés") ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution ("droits spécifiques passés régulés") est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1er janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Le régime spécial des IEG est fermé aux nouveaux entrants depuis le 1er septembre 2023.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres "engagements mutualisés" sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2023, la dette actuarielle "retraite" relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,73 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle "retraite" relative au régime des IEG est de 19 ans.

18.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, et partiellement ENGIE Energy Management et ENGIE CC.

Ces conventions, applicables au personnel "barémisé" engagé avant le 1er juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1er mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle "retraite" relative à ces régimes s'élève à 1,22 milliard d'euros au 31 décembre 2023. La duration moyenne de ces régimes est de neuf ans.

Le personnel "barémisé" engagé à partir du 1er juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1er mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1er janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1er janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2023, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 42 millions d'euros en 2023 et 38 millions d'euros en 2022.

18.1.3 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France et Belgique concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1er juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

18.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

18.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie,
  - les indemnités de fin de carrière,
  - les congés exceptionnels de fin de carrière,
  - les indemnités de capital décès ;
- avantages à long terme :
  - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles,
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
  - les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé "tarif agent".

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente des énergies aux particuliers et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 2,97 milliards d'euros au 31 décembre 2023. La duration de l'engagement est de 19 ans.

18.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

18.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'"allocation transitoire" (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

18.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature…), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté…).

18.3 Plans à prestations définies

18.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de la situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour les régimes de retraite, avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, actifs de régime, et droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**(4 471)**	**316**	**208**
Différence de change	6	1	-
Variations de périmètre et autres	(3)	3	25
Pertes et gains actuariels	(645)	44	-
Charge de l'exercice	(403)	(89)	9
Cotisations/prestations payées	308	14	1
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(5 208)**	**289**	**244**

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 2023 (354 millions d'euros en 2022). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 18.3.3 "Composantes de la charge de l'exercice".

La zone euro représente 97% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2023 (contre 98% au 31 décembre 2022).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 1 979 millions d'euros au 31 décembre 2023 (contre 1 400 millions d'euros au 31 décembre 2022).

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 601 millions d'euros en 2023 (contre un gain actuariel de 2 774 millions d'euros en 2022).

18.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivants :

		31 déc. 2023				31 déc. 2022			
En millions d'euros		Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total	Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total
A – VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE									
Dette actuarielle début de période		(5 565)	(3 308)	(395)	(9 268)	(7 566)	(4 649)	(499)	(12 715)
Coût des services rendus de la période		(168)	(48)	(33)	(248)	(229)	(97)	(45)	(372)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(245)	(123)	(16)	(384)	(124)	(60)	(6)	(190)
Cotisations versées		(9)	-	-	(9)	(8)	-	-	(8)
Modification de régime		(82)	27	(1)	(56)	-	-	-	-
Variations de périmètre		-	-	-	-	10	2	-	12
Réductions/cessations de régimes		8	5	1	14	(87)	-	-	(87)
Pertes et gains actuariels financiers		(163)	(233)	(33)	(430)	2 118	1 390	81	3 590
Pertes et gains actuariels démographiques		(110)	25	-	(85)	8	(4)	34	39
Prestations payées		378	127	43	549	346	110	39	495
Autres (dont écarts de conversion)		(11)	-	(1)	(11)	(33)	-	(1)	(34)
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(5 966)**	**(3 529)**	**(433)**	**(9 928)**	**(5 565)**	**(3 308)**	**(395)**	**(9 268)**
B – VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**5 181**	-	-	**5 181**	**5 843**	-	-	**5 843**
Produit d'intérêts des actifs de couverture		214	-	-	214	97	-	-	97
Pertes et gains actuariels financiers		(119)	-	-	(119)	(739)	-	-	(739)
Cotisations perçues		91	-	-	91	133	-	-	133
Variations de périmètre		-	-	-	-	3	-	-	3
Cessations de régimes		-	-	-	-	81	-	-	81
Prestations payées		(308)	-	-	(308)	(260)	-	-	(260)
Autres (dont écarts de conversion)		9	-	-	9	22	-	-	22
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**5 067**	-	-	**5 067**	**5 181**	-	-	**5 181**
C – COUVERTURE FINANCIÈRE	**À+B**	**(899)**	**(3 529)**	**(433)**	**(4 861)**	**(384)**	**(3 308)**	**(395)**	**(4 087)**
Plafonnement d'actifs		(58)	-	-	(58)	(68)	-	-	(68)
Engagements nets de retraites		**(957)**	**(3 529)**	**(433)**	**(4 919)**	**(452)**	**(3 308)**	**(395)**	**(4 155)**
TOTAL PASSIF		**(1 246)**	**(3 529)**	**(433)**	**(5 208)**	**(768)**	**(3 308)**	**(395)**	**(4 471)**
TOTAL ACTIF		**289**	-	-	**289**	**316**	-	-	**316**

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.
(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.
(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

18.3.3 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2023 et 2022 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Coûts des services rendus de la période	248	372
Pertes et gains actuariels [1]	32	(116)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes [2]	42	6
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**322**	**261**
Charge d'intérêts nette	170	93
Total comptabilisé en résultat financier	**170**	**93**
TOTAL	**492**	**354**

(1) Sur avantages à long terme.
(2) Y compris l'impact de la réforme des retraites en 2023 impactant le régime IEG pour 56 millions d'euros.

18.3.4 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurances. 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'assurances, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(4 063)	3 382	(56)	(737)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 365)	1 686	(2)	319
Plans non financés	(4 501)	-	-	(4 501)
AU 31 DÉCEMBRE 2023	**(9 929)**	**5 068**	**(58)**	**(4 919)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(3 886)	3 391	(63)	(558)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 360)	1 788	(4)	424
Plans non financés	(4 021)	-	-	(4 021)
AU 31 DÉCEMBRE 2022	**(9 267)**	**5 180**	**(68)**	**(4 156)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Actions	26	27
Obligations souveraines	26	25
Obligations privées	33	35
Actifs monétaires	4	4
Actifs immobiliers	3	2
Autres actifs	8	8
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2023.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 7,7% en 2023.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2023 s'est élevé à environ 6,9% en assurance de groupe et à environ 9,3% 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	45	34	7	12	2	100
Obligations souveraines	74	3	19	1	3	100
Obligations privées	64	27	1	5	4	100
Actifs monétaires	29	-	3	-	68	100
Actifs immobiliers	68	3	5	-	24	100
Autres actifs	10	-	-	-	89	100

18.3.5 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Taux d'actualisation	Zone euro	3,5%	3,8%	3,5%	3,8%	3,5%	3,8%	3,5%	3,8%
	Zone UK	5,2%	4,1%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	2,0%	2,1%	2,0%	2,1%	2,0%	2,1%	2,0%	2,1%
	Zone UK	3,5%	3,9%	-	-	-	-	-	-

18.3.5.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la duration de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 13%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 13%.

18.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2024 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2024, des cotisations de l'ordre de 207 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 103 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

18.4 Plans à cotisations définies

En 2023, le Groupe a comptabilisé une charge de 92 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe dont 8 millions concernant les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas (contre 91 millions d'euros en 2022 dont 9 millions pour les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas). Ces cotisations sont présentées en "Charges de personnel" au compte de résultat.

NOTE 19 Paiements fondés sur des actions

PRINCIPES COMPTABLES

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. 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. 2023**	**31 déc. 2022**
Offres réservées aux salariés [1]	1	(49)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance [2] [3]	(46)	(40)
Plans d'autres sociétés du Groupe	-	(3)
TOTAL	**(45)**	**(92)**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.
(2) À la suite de la revue des conditions de performance, la charge n'a pas été ajustée en 2023 (une charge complémentaire de 4,2 millions d'euros a été comptabilisée en 2022).
(3) À la suite de la revue des conditions de présence, la charge n'a pas été ajustée en 2023 (une reprise de 9,8 millions d'euros a été comptabilisée en 2022).

19.1 Actions de performance

19.1.1 Nouvelles attributions réalisées en 2023

Aucune attribution d'actions de performance aux cadres et dirigeants du Groupe n'a été actée en 2023.

19.1.2 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 20 Transactions avec des parties liées

L'objet de cette Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 21 "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.

20.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

20.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2023 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2022. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de quatorze Administrateurs (une Administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 33,80% des droits de vote théoriques (ou 33,95% des droits de vote exerçables) contre 33,56% à fin décembre 2022.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. Les TRV gaz ont pris fin au 1er juillet 2023.

20.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA, filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 31 décembre 2007, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs. Avec le déploiement des compteurs communicants, pour l'électricité et pour le gaz, les activités "communes" opérées par les deux distributeurs ont été amenées à évoluer fortement. Les activités restantes mixtes concernent principalement, la gestion des stocks, les domaines des ressources humaines, de la médecine, de l'informatique de proximité et de la tenue de la comptabilité.

20.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 21 Rémunérations des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des Administrateurs.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

Le Comité Exécutif se compose de 10 membres au 31 décembre 2023 (identique au 31 décembre 2022).

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Avantages à court terme	23	34
Avantages postérieurs à l'emploi		-
Paiements fondés sur des actions	4	4
Indemnités de fin de contrat		-
TOTAL	**27**	**37**

NOTE 22 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs

PRINCIPES COMPTABLES

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de la situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

Les stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz "utile", soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz "coussin", indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (cf. Note 13.3 "Immobilisations corporelles").

Le gaz "utile" est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de *trading* et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Droits d'émission de gaz à effet de serre, certificats d'économie d'énergie, certificats verts

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives spécifiquement à la comptabilisation notamment des quotas d'émission de gaz à effet de serre, des certificats d'économie d'énergie et des certificats verts, le groupe a décidé de comptabiliser les certificats en stock à leur valeur d'acquisition ou à leur coût de production. À la clôture de l'exercice, un passif sera reconnu, le cas échéant, en cas d'insuffisance de certificats par rapport à l'obligation de restitution. Lorsqu'il n'est pas couvert par des certificats en stock, ce passif est évalué au prix de marché ou, lorsque c'est applicable, au prix des contrats à terme conclus.

Tax equity

Le groupe ENGIE finance ses projets renouvelables aux États-Unis par le biais de structures dites de *tax equity*, dans lesquelles une partie des fonds nécessaires est apportée par un *tax partner*. Celui-ci obtient, jusqu'à un niveau de rendement préétabli, un droit préférentiel essentiellement sur les crédits d'impôts du projet qu'il pourra imputer sur sa propre base taxable.

Les investissements réalisés par le *tax partner* remplissent la définition d'un passif en IFRS. Dans la mesure où le passif de *tax equity* correspondant à ces avantages fiscaux ne donne pas lieu à une sortie de trésorerie pour l'entité projet, ce passif n'est pas représentatif d'une dette financière et est comptabilisé en "autres passifs".

Au-delà de sa désactualisation, le passif évolue essentiellement en fonction des crédits d'impôts alloués au *tax partner* et reconnus en résultat.

22.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2023	Variation du BFR au 31 déc. 2022
Stocks	3 003	(2 115)
Créances commerciales et autres débiteurs	12 507	(11 614)
Fournisseurs et autres créanciers	(13 554)	8 521
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(325)	1 545
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de *trading*	(1 113)	199
Autres	(120)	1 040
TOTAL	**397**	**(2 424)**

22.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Stocks de gaz naturel, nets	2 218	4 628
Stocks d'uranium [(1)]	307	308
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 535	1 788
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 283	1 420
TOTAL	**5 343**	**8 145**

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de -1 million d'euros au 31 décembre 2023.

22.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	990	13 424	(3 614)	(18 118)	766	18 294	(3 646)	(23 583)
Créances/dettes fiscales	-	*9 420*	-	*(10 415)*	-	*14 647*	-	*(16 863)*
Créances/dettes sociales	*531*	*16*	*(2)*	*(2 503)*	*523*	*22*	*(2)*	*(2 479)*
Dividendes à payer/à recevoir	-	*127*	-	*(20)*	-	*12*	-	*(23)*
Autres	*459*	*3 845*	*(3 613)*	*(5 178)*	*243*	*3 614*	*(3 644)*	*(4 218)*

Les autres actifs non courants comprennent notamment une créance de 654 millions d'euros au 31 décembre 2023 vis-à-vis d'EDF au titre des provisions nucléaires (162 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Les autres passifs comprennent 2 140 millions d'euros d'investissements réalisés par des *tax partners* dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (1 981 millions d'euros au 31 décembre 2022).

NOTE 23 Contentieux et enquêtes

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

23.1 Renouvelables

23.1.1 Mexique – Renouvelables

En 2021, le gouvernement et les autorités publiques mexicaines ont adopté des positions et des mesures législatives et réglementaires qui affectent directement les acteurs privés de l'énergie (en particulier, les producteurs d'énergie renouvelable) et vont à l'encontre de la lettre et de l'esprit des dernières réformes du secteur énergétique mises en place en 2013 et 2014. La constitutionalité et la légalité de certaines de ces mesures ont été attaquées dans le cadre de poursuites judiciaires lancées par des organismes non gouvernementaux et des investisseurs privés, notamment par les filiales d'ENGIE développant ou exploitant des projets renouvelables dans le pays. Ces procédures ont été abandonnées. Un projet de révision de la Constitution remettant substantiellement en cause le cadre régulatoire applicable au secteur électrique a, par ailleurs, été déposé par le Président mexicain. Toutefois, le Congrès a rejeté les modifications constitutionnelles proposées par le gouvernement, de sorte que la loi actuelle reste en vigueur.

23.2 Energy Solutions

23.2.1 Espagne – Púnica

Dans le cadre de l'affaire Púnica (procédure portant sur une affaire d'attribution de marchés), quinze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même avaient été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est clôturée depuis le 19 juillet 2021 ; Cofely España et huit (anciens) collaborateurs ont été renvoyés devant le tribunal correctionnel. Cofely España a fait appel de cette décision le 30 septembre 2021. Le 9 mars 2022, cet appel a été rejeté et la décision de renvoi confirmée. Les audiences devraient probablement débuter en 2024.

23.2.2 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 SA ("ENGIE ESI") par l'Autorité de la Concurrence italienne ("l'Autorité") 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 18 juillet 2019, le TAR Lazio a suspendu le paiement de l'amende. Le 27 juillet 2020, le TAR Lazio a annulé la décision de l'Autorité tant pour ENGIE Servizi SpA que pour ENGIE ESI. Le 17 novembre 2020, l'Autorité a fait appel devant le Conseil d'État italien de la décision du TAR Lazio. Le 9 mai 2022, le Conseil d'État a rejeté l'appel de l'Autorité et a confirmé l'annulation par le TAR Lazio de la décision de l'Autorité. Le 13 juin 2022, deux sociétés (incluant Consorzio Innova dont les appels concernent ENGIE Servizi SpA et ENGIE ESI) ont déposé un recours en révocation extraordinaire contre la décision du Conseil d'État devant le Conseil d'État lui-même. Ce recours n'a pas d'effet suspensif. Par ailleurs, le 11 juillet 2022, ces mêmes sociétés ont également déposé un recours contre la décision de rejet du Conseil d'État devant la Cour Suprême. À la suite du retrait de Consorzio Innova de son recours devant la Cour Suprême, cette dernière a clôturé la procédure le 4 avril 2023. Le 21 juillet 2023, le Conseil d'État a rejeté l'appel de Consorzio Innova. Le Conseil d'État confirme ainsi la décision précédente du Conseil d'État lui-même, confirmant ainsi l'annulation de la décision de l'Autorité concernant ENGIE Servizi SpA et ENGIE ESI. La procédure est définitivement close.

23.2.3 Italie – Manitalidea

En 2012, dans le cadre d'un marché public lancé par CONSIP, ENGIE Servizi a créé une association momentanée (*associazione temporanea di imprese* ou ATI) avec la société Manitalidea en vue de déposer une offre dans le cadre dudit marché. La participation de chacune des sociétés dans l'ATI a été organisée sur une base de 85% pour ENGIE Servizi et de 15% pour Manitalidea. Le marché avait pour objet de fournir de l'énergie et des services d'entretien et de maintenance à des hôpitaux.

En septembre 2012, trois lots du marché public ont été attribués à l'ATI.

Le 11 mars 2022, la société Manitalidea a introduit, auprès du Tribunal Civil de Rome, une action en dommages et intérêts contre ENGIE Servizi, faisant valoir, d'une part, qu'ENGIE Servizi n'aurait pas respecté les dispositions de l'accord d'association momentanée relatives à la répartition des contrats entre les partenaires et, d'autre part, qu'en raison de cette circonstance, Manitalidea aurait perdu une chance de développer son chiffre d'affaires. À la suite de la mise en faillite de Manitalidea, la demande a été étendue pour viser la responsabilité prétendue d'ENGIE Servizi dans les déboires financiers de Manitalidea et dans sa mise en faillite.

Le contentieux est toujours en cours.

23.3 Retail

23.3.1 Pérou – Antamina

En 2012, à la suite d'un appel d'offres portant sur l'achat annuel de 170 MW couvrant la période 2015-2032, ENGIE Energía Perú S.A. a conclu un contrat d'achat long terme de gaz avec la société minière péruvienne Antamina (le « *Contrat* »).

En 2021, Antamina a toutefois procédé à un nouvel appel d'offres portant sur un volume annuel identique et a conclu trois contrats d'achat avec trois nouveaux fournisseurs pour une durée qui s'étalait de janvier 2022 à juin 2024. Ceci remit en cause l'exclusivité dont ENGIE Energía Perú S.A estimait bénéficier jusqu'en 2032 en vertu du Contrat. A la suite de la conclusion de ces nouveaux contrats, Antamina a réparti son approvisionnement entre ENGIE et les trois nouveaux fournisseurs. Antamina a refusé, à partir de janvier 2022, de prendre livraison de la quantité de gaz qui devait lui être fournie exclusivement par ENGIE en vertu du Contrat et d'honorer les factures correspondantes (environ 50% des besoins mensuels d'Antamina).

Le 26 avril 2022, ENGIE Energía Perú S.A a assigné Antamina en arbitrage pour faire reconnaître le caractère exclusif du Contrat et l'obligation pour Antamina de ne s'approvisionner qu'auprès d'ENGIE à concurrence des 170 MW de gaz visés au Contrat, pour la période allant de janvier 2015 à décembre 2032. La procédure vise également le paiement des factures impayées depuis janvier 2022. La procédure d'arbitrage est régie par les règles du Centre d'arbitrage de la Chambre de Commerce de Lima. Le 4 janvier 2023, ENGIE Energía Perú S.A a déposé son mémoire. La procédure est en cours et la sentence est attendue pour mai 2024.

23.3.2 GEMS

ENGIE a initié au début du quatrième trimestre 2022 un arbitrage contre Gazprom export LLC, visant entre autres (i) à faire reconnaître l'inexécution par Gazprom export LLC de ses obligations de livraison de gaz vis-à-vis d'ENGIE au terme de contrats de livraison de gaz long terme et (ii) à obtenir de Gazprom export LLC le paiement de pénalités contractuelles ainsi que la réparation des dommages résultant de cette inexécution.

Cet arbitrage résulte de la situation de sous-livraison significative créée par Gazprom export LLC à compter de mi-juin 2022 vis-à-vis d'ENGIE, suivie, à la fin de l'été 2022, de la décision unilatérale de Gazprom export LLC de réduire ses livraisons à ENGIE en raison d'un désaccord entre les parties sur l'application des contrats.

23.3.3 Chili – TotalEnergies

Le 3 janvier 2023, ENGIE ENERGÍA CHILE SA a engagé une procédure d'arbitrage international contre TotalEnergies Gas & Power Limited pour violation de ses obligations contractuelles dans le cadre d'un contrat de fourniture de GNL conclu en août 2011. La procédure est en cours.

23.4 *FlexGen*

23.4.1 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre de dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure de première instance a débuté le 11 décembre 2018 et s'est poursuivi en 2023. La responsabilité des anciens membres du Conseil d'Administration et du management a été mise en cause. Des parties civiles, dont notamment le ministère de l'environnement et le ministère de la santé italiens, sont intervenues au procès pour réclamer des dommages et intérêts. Le 3 octobre 2023, l'ensemble des 26 Administrateurs et directeurs ont été entièrement acquittés par le Tribunal de Savone. La filiale Tirreno Power SpA détenue par ENGIE à 50% est également mise hors de cause. La décision a été notifiée en janvier 2024. Le parquet a interjeté appel de la décision en février 2024.

23.4.2 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

ENGIE Brasil Energia SA a fait l'objet d'un redressement fiscal pour les exercices 2014, 2015, 2016 et 2018 en matière de taxes fédérales sur la valeur ajoutée (PIS et COFINS) au titre de remboursements relatif à des combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant en jeu s'élève à un total de 693,6 millions de real, dont 258,9 millions en principal.

La société conteste ces rectifications et a introduit des recours administratifs. Les recours administratifs relatifs aux exercices 2014, 2015 et 2016 ont été rejetés et la société a porté le sujet devant les tribunaux. Le recours administratif relatif aux exercices 2018 est en cours d'examen.

Si ce recours administratif n'aboutit pas, l'affaire pourra également être jugée par les cours et tribunaux judiciaires ordinaires.

En 2023, Diamante Geraçao de Energia (alors contrôlée par ENGIE Brasil Energia SA et propriétaire des centrales thermoélectriques) a également été redressée au titre du traitement fiscal de remboursements de combustible comparables tant en matière de taxes PIS et COFINS (exercices 2019 et 2020) que d'impôts sur les sociétés (exercice 2018). Le montant en jeu total s'élève à 542 millions de reals dont 260,5 millions en principal. Bien qu'ENGIE Brasil Energia SA ait vendu cette société en 2021, elle reste financièrement engagée au titre de la garantie du passif sur les exercices précédant la cession. La société conteste ces enrôlements et a introduit un recours administratif, qui est actuellement à l'examen, avec un potentiel recours ultérieur devant les cours et tribunaux.

23.4.3 Italie – taxe exceptionnelle sur le secteur énergétique

En décembre 2022, ENGIE a introduit une action contre l'administration fiscale en vue d'obtenir le remboursement de la taxe qu'elle a payée, en juillet et novembre 2022, pour un montant total de plus de 308 millions d'euros, en application des deux décrets lois (n° 21 et 50/2022) ayant créé une contribution exceptionnelle de solidarité à la charge des opérateurs du secteur énergétique. ENGIE conteste la validité de l'assiette de cette taxe par rapport à l'objectif de la loi, sa compatibilité avec la Constitution italienne ainsi que sa compatibilité avec les engagements européens de l'Italie (droit européen). En décembre 2023, la Cour Constitutionnelle italienne a été saisie de la conformité de la taxe à la constitution par le tribunal de première instance de Milan dans le cadre des procédures initiées par ENGIE.

23.4.4 EPC Flémalle

En novembre 2021, Electrabel SA a conclu un contrat EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) avec SEPCO III pour la construction d'une centrale à gaz à Flémalle (Belgique), dans le cadre du CRM (*Capacity Rémunération Mechanism*).

En août 2022, Electrabel SA a résilié le contrat EPC avec SEPCO III pour non-exécution de ses obligations contractuelles et a engagé en novembre 2022 une procédure d'arbitrage pour obtenir la réparation de son dommage.

SEPCO III a introduit une demande reconventionnelle contre Electrabel pour obtenir des dommages et intérêts couvrant le prétendu préjudice qui aurait résulté de la résiliation du contrat.

23.5 Nucléaire

23.5.1 Prolongation de l'exploitation des unités nucléaires 2015-2025

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. La Cour constitutionnelle, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE, dans son arrêt du 29 juillet 2019, a considéré que la loi belge prolongeant la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 (loi de prolongation Doel 1 et 2) a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises mais qu'il est possible de maintenir provisoirement les effets de la loi de prolongation en cas de menace grave et réelle de rupture de l'approvisionnement en électricité et pour la durée strictement nécessaire à une régularisation. Dans son arrêt du 5 mars 2020, la Cour constitutionnelle a annulé la loi de prolongation Doel 1 et 2 tout en maintenant ses effets jusqu'à l'adoption par le législateur d'une nouvelle loi précédée de l'évaluation préalable requise et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022.

L'évaluation environnementale et la consultation du public et transfrontalière ont été réalisées par l'État belge en 2021. Le projet de loi reprenant la conclusion de cette évaluation et de la consultation a été voté par le Parlement fédéral belge le 11 octobre 2022 et a été publiée le 3 novembre 2022.

Le recours devant le Conseil d'État à l'encontre des décisions administratives ayant permis l'extension de la durée de vie des unités de Doel 1 et Doel 2, est, par ailleurs, toujours pendant.

23.5.2 Mise à l'arrêt définitive des centrales de Doel 3 et Tihange 2

Différentes associations ont introduit des recours devant le Tribunal de Première Instance de Bruxelles à l'encontre d'Electrabel, de l'État belge, de l'Agence de Sûreté nucléaire et/ou du réseau de transport d'électricité Elia pour contester les décisions et actions de mise à l'arrêt des centrales de Doel 3 (intervenue le 23 septembre 2022) et/ou Tihange 2 (intervenue le 31 janvier 2023). Par un premier jugement en date du 16 novembre 2022, le Tribunal de Première Instance, statuant en référé dans une des affaires, a confirmé les décisions et actions prises dans le cadre de la mise à l'arrêt. Les requérants dans cette affaire se sont désistés de l'action au fond. Dans la seconde affaire, au fond, un jugement est intervenu le 30 juin 2023 et a rejeté les mesures provisoires demandées parmi lesquelles la demande d'interdire à Electrabel de poser des actes irréversibles dans le cadre de la mise à l'arrêt de Doel 3 et Tihange 2. L'affaire se poursuit au fond sans calendrier précis à ce stade.

23.5.3 Recours à l'encontre de la décision du régulateur de l'énergie belge mettant en œuvre la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

Un recours a été introduit par Electrabel auprès de la Cour des Marchés le 29 mars 2023 à l'encontre de la décision du régulateur de l'énergie belge (la CREG) mettant en œuvre la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité pour les revenus 2022. Un second recours en annulation a été introduit par Electrabel devant la même Cour à l'encontre de la décision du même régulateur pour les revenus 2023.

Electrabel conteste la validité de ce plafonnement des recettes, en ce qu'il est contraire au Règlement européen qui l'institue, notamment parce qu'il détermine les revenus issus du marché de façon fictive au moyen de présomptions et non sur la base des recettes réellement perçues tel que cela est prévu par le Règlement, et qu'il est mis en œuvre de manière rétroactive à partir du 1er août 2022 en dehors de la période visée par le Règlement. La Cour des Marchés a rendu son arrêt dans la première affaire le 18 octobre 2023 estimant que le recours était recevable, prima facie fondé et a posé trois questions préjudicielles à la Cour de Justice de l'Union européenne. La deuxième affaire a été plaidée le 10 janvier 2024 et l'arrêt rendu le 31 janvier suspend le prononcé jusqu'à l'arrêt de la Cour de Justice l'Union européenne de la première affaire.

Un recours a également été introduit devant la Cour Constitutionnelle en juin 2023.

Outre les recours précités, une demande de restitution a été introduite pour la taxe 2022 ainsi qu'un recours en annulation de celle-ci devant le Tribunal de première instance.

23.5.4 Procédure d'arbitrage en application de la convention Tihange 1 et Doel 1 et 2 suite à l'adoption de la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

Electrabel a engagé le 17 octobre 2023 une procédure d'arbitrage contre l'Etat belge pour violation des conventions signées pour la prolongation de Tihange 1 le 12 mars 2014 et de Doel 1 et Doel 2 le 30 novembre 2015 qui excluaient du fait des redevances payées notamment toutes autres charges en faveur de l'État (à l'exception des impôts d'application générale) qui seraient liées à la propriété ou à l'exploitation de Tihange 1 ou de Doel 1 et Doel 2, aux revenus, production ou capacité de production de ces centrales ou à l'utilisation par celles-ci de combustible nucléaire. Electrabel réclame, en application des conventions, à titre d'indemnité, le remboursement de la taxe payée au titre de 2022 et le montant du prélèvement au titre de 2023 sur ces centrales.

23.6 Autres

23.6.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession Dailly sans recours de la créance litigieuse de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal Administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour Administrative d'Appel de Versailles, qui a invalidé le jugement du Tribunal en 2021. Le 14 avril 2023, le Conseil d'État a annulé l'arrêt de la Cour au motif que la créance cédée devait être qualifiée de remboursement anticipé d'impôt non déductible, indépendamment du fait que l'état n'ait pas autorisé son remboursement par l'établissement bancaire cessionnaire de la créance, et que le remboursement n'ait été que partiel. Le Conseil d'État a renvoyé l'affaire à la Cour Administrative d'Appel de Versailles pour trancher en fonction d'un mode opératoire qui revient à faire dépendre le traitement fiscal de la cession de créance litigieuse de 2005 de l'issue du contentieux précompte proprement dit. La décision de la Cour d'Appel est attendue pour 2024.

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, le 23 juin 2020, la Cour Administrative d'Appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes ont été restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. Le 27 mars 2023, le Conseil d'État a débouté ENGIE de son pourvoi compte tenu de la décision du Conseil Constitutionnel d'octobre 2022. Le 30 juin 2023, le Conseil d'État a débouté le ministre de son pourvoi au titre de la créance 2002 en validant l'arrêt de la Cour, et, a renvoyé à la Cour Administrative d'Appel de Versailles le soin de quantifier le montant de la créance de précompte 2003 restituable au vu des règles qu'il a fixées en tenant compte des décisions préalables de la Cour de Justice de l'Union européenne et du Conseil Constitutionnel. Le 9 janvier 2024, la Cour a validé le calcul du précompte restituable proposé par l'Administration fiscale sans répondre aux arguments d'ENGIE. Cette dernière entend ainsi se pourvoir devant le Conseil d'État.

Par ailleurs, à la suite d'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. Aucune action n'a été entreprise, à ce jour, en raison du contentieux parallèle sur le fondement de la directive 90/435/CE.

23.6.2 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 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. Le 12 mai 2021, le Tribunal a rejeté les recours de l'État luxembourgeois et d'ENGIE confirmant ainsi la position de la Commission européenne relative à l'existence d'une aide d'État accordée aux filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 22 juillet 2021, ENGIE a saisi la Cour de Justice de l'Union européenne pour faire annuler la décision du Tribunal. Le 5 décembre 2023, la Cour a donné raison à l'État luxembourgeois et à ENGIE en annulant tant l'arrêt du Tribunal que la décision de la Commission en raison des erreurs commises dans le cadre de référence. ENGIE a récupéré la somme de 123 millions mise en séquestre en janvier 2024 ce qui met définitivement fin au litige.

23.6.3 Pologne – Procédure concurrence

Le 7 novembre 2019, une amende de 172 millions de zlotys polonais (40 millions d'euros) a été infligée à ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG ("EEMHS") pour ne pas avoir répondu à une demande de communication de documents de l'Autorité de la Concurrence polonaise ("UOKiK") dans le cadre d'une procédure ouverte par le UOKiK qui suspecte un potentiel défaut de notification de la part d'EEMHS et d'autres investisseurs financiers impliqués dans le financement du gazoduc Nord Stream 2 (procédure principale). EEMHS a interjeté appel devant la Cour de Protection de la Concurrence. Le 7 novembre 2023, la Cour a réduit la sanction à environ 100 000 euros. Le UOKiK a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Varsovie (2nd degré). La procédure est pendante.

Dans le cadre de la procédure principale, le 6 octobre 2020, le UOKiK a prononcé une amende de 55,5 millions de zlotys polonais (approximativement 12,3 millions d'euros) à l'encontre de EEMHS. Le UOKIK a également ordonné de mettre fin aux accords de financement du projet Nord Stream 2. Le 5 novembre 2020, EEMHS a fait appel de cette décision devant la Cour de Protection de la Concurrence ("Cour"). La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK. Le 21 novembre 2022, la Cour a annulé dans son intégralité la décision du UOKiK. Le UOKiK a interjeté appel de cette décision. La Cour d'appel de Varsovie (2nd degré) a confirmé le 16 octobre 2023 la décision de première instance qui avait annulé dans son intégralité la décision du UOKIK. Le UOKiK a la possibilité de déposer un pourvoi en cassation.

23.6.4 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. À la suite du rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Le 26 octobre 2020, le jugement a été confirmé par la Cour d'appel d'Arnhem. ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que la Cour a commis des erreurs de droit et a mal motivé sa décision tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen et, partant, a introduit un pourvoi en cassation. En juillet 2022, la Cour de cassation a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne de questions préjudicielles afin que cette dernière juge de la compatibilité de la législation néerlandaise en matière d'intérêts avec trois des libertés fondamentales européennes. En novembre 2023, s'est tenue l'audience de la Cour de Justice de l'Union européenne. Sa décision est attendue au cours du 1er semestre 2024.

23.6.5 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 SA était excessif. ENGIE et Electrabel SA contestent cette rectification et ont sollicité l'ouverture d'une procédure amiable qui a été acceptée par la France et la Belgique en mai 2018. La procédure est en cours entre les deux dont les positions respectives ont avancé fin 2022/début 2023 sans toutefois avoir abouti à fin décembre 2023.

NOTE 24 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes au 31 décembre 2023.

NOTE 25 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	Total
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**5,0**	**6,8**	**11,8**	**5,7**	**9,5**	**15,1**	**26,9**
ENGIE SA	2,5	-	2,5	2,9	-	2,9	5,4
Entités contrôlées	2,5	6,8	9,3	2,8	9,5	12,2	21,5
Services autres que la certification des comptes	**0,7**	**0,7**	**1,4**	**1,5**	**2,2**	**3,7**	**5,1**
• **ENGIE SA**	**0,6**	**-**	**0,6**	**1,0**	**-**	**1,1**	**1,6**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,4*	*-*	*0,4*	*0,6*	*-*	*0,6*	*0,9*
Dont autres missions d'audit	*0,1*	*-*	*0,1*	*0,5*	*-*	*0,5*	*0,6*
Dont missions de revue de contrôle interne	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Dont services de due diligence	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Dont missions fiscales	*0,1*	*-*	*0,1*	*-*	*-*	*-*	*0,1*
• **Entités contrôlées**	**0,1**	**0,7**	**0,8**	**0,5**	**2,2**	**2,6**	**3,4**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*-*	*0,4*	*0,4*	*0,4*	*0,5*	*0,9*	*1,3*
Dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,1*	*0,2*	*-*	*0,2*	*0,2*	*0,4*
Dont missions de revue de contrôle interne	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Dont services de due diligence	*-*	*-*	*-*	*-*	*1,1*	*1,1*	*1,1*
Dont missions fiscales	*-*	*0,1*	*0,1*	*-*	*0,4*	*0,4*	*0,5*
TOTAL	**5,6**	**7,5**	**13,1**	**7,1**	**11,7**	**18,8**	**31,9**

NOTE 26 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit notamment de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

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

EXTRAIT DU PROCES-VERBAL
DE L'ASSEMBLEE GENERALE MIXTE DU 30 AVRIL 2024

.....

Délibérations relevant de la compétence de l'Assemblée Générale Ordinaire

- Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2023 (1re résolution).
- Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2023 (2e résolution).
- Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2023 (3e résolution).

.....

- Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités (29e résolution).

.....

PREMIÈRE RÉSOLUTION

Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2023

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 2023, 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 2023 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 d'un montant de 499 530 147,07 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 1 225 060,87 euros au cours de l'exercice écoulé.

Cette résolution est adoptée à 99,92% des voix présentes et représentées.

2 413 879 263Voix pour	*2 026 765 Voix contre*	*1 550 970 Abstentions*

DEUXIÈME RÉSOLUTION

Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2023

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 2023, 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 2023 tels qu'ils lui ont été présentés ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou résumées dans ces rapports.

Cette résolution est adoptée à 99,95% des voix présentes et représentées.

2 414 805 445Voix pour	*1 103 474Voix contre*	*1 551 119 Abstentions*

TROISIÈME RÉSOLUTION

Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2023

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées Générales Ordinaires décide, sur proposition du Conseil d'Administration d'affecter le bénéfice de l'exercice de la manière suivante :

	En euros
Résultat de l'exercice 2023	499 530 147,97
Report à nouveau antérieur	99 776 872,51
Autres réserves	21 740 582,64
Primes d'émission, d'apport et de fusion	23 915 695 344,94
Total distribuable	**24 536 742 948,06**
Affectation :	
• Dividende total distribué au titre de l'exercice 2023 (y compris le dividende majoré) (1)	3 519 969 444,99
• Report à nouveau	0
Le montant total du dividende distribué au titre de l'exercice 2023, soit	**3 519 969 444,99**
sera prélevé comme suit :	
• sur le résultat de l'exercice écoulé à concurrence de	499 530 147,97
• sur le report à nouveau à concurrence de	99 776 872,51
• sur les autres réserves à concurrence de	21 740 582,64
• sur la prime de fusion à concurrence de	2 898 921 841,87

(1) *Sur la base du nombre d'actions composant le capital social au 31 décembre 2023, soit un total de 2 435 285 011 actions, dont 262 320 834 actions inscrites au nominatif au 31 décembre 2023, donnant droit à la majoration de 10% du dividende après application du plafond de 0,5% du capital social par actionnaire.*

Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende soit 0,143 euro par action, sera attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2023 et qui resteront inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'au 6 mai 2024, date de la mise en paiement du dividende. Cette majoration ne pourra pas porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital social.

Le dividende à payer ainsi que la majoration de 10 % du dividende pour les actions en bénéficiant seront détachés le 2 mai 2024 et mis en paiement en numéraire le 6 mai 2024.

Le montant brut du dividende, soit 0,805 euro par action, constitue un revenu distribué soumis, pour les actionnaires personnes physiques ayant leur résidence fiscale en France à un prélèvement forfaitaire unique au taux de 30 % incluant 12,8% au titre de l'impôt sur le revenu et 17,2 % au titre des prélèvements sociaux, sauf option expresse et irrévocable pour le barème progressif de l'impôt sur le revenu qui aurait dans ce cas vocation à s'appliquer à l'ensemble des revenus du capital perçus en 2023. En cas d'option pour le barème progressif, cette option ouvrira droit à l'abattement proportionnel de 40 % prévu au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts.

Le montant brut du dividende, soit 0,625 euro par action, constitue un remboursement d'apport exonéré au sens des dispositions de l'article 112-1° du Code général des impôts. Pour le calcul des plus-values de cession ultérieures, cette fraction est réputée venir en diminution du prix d'acquisition des actions.

Le montant brut de la majoration de 10% du dividende, soit 0,143 euro par action, constitue un remboursement d'apport exonéré au sens des dispositions de l'article 112-1° du Code général des impôts. Pour le calcul des plus-values de cession ultérieures, cette fraction est réputée venir en diminution du prix d'acquisition des actions.

Conformément aux dispositions légales, les actions propres détenues par la Société à la date de détachement du coupon ne donneront pas droit à distribution. Lors de la mise en paiement, le dividende correspondant sera affecté au poste "Prime de fusion".

De même, si certaines des 262 320 834 actions inscrites au nominatif et ayant droit à la majoration du dividende au 31 décembre 2023 ont cessé d'être inscrites au nominatif entre le 1er janvier et le 6 mai 2024, le montant de la majoration du dividende correspondant à ces actions sera affecté au poste "Prime de fusion".

Conformément aux exigences de l'article 243 bis du Code général des impôts, l'Assemblée prend acte des dividendes distribués au titre des trois exercices précédents comme suit :

Exercice	Nombre d'actions rémunérées (en millions)	Sommes réparties (montant global) (en millions d'euros)	Dividende net (montant par action) (en euros)
2020 (1)	2 413 (2)	1 291	0,53
2021 (1)	2 424 (3)	2 060	0,85
2022 (1)	2 421 (4)	3 090	1,40

(1) Conformément aux exigences de l'article 243 bis du Code général des impôts, les distributions au titre des exercices clos le 31 décembre 2020, le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022 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.

(2) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du dividende 2020 en mai 2021.

(3) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du dividende 2021 en avril 2022.

(4) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du dividende 2022 en mai 2023.

Cette résolution est adoptée à 96,50% des voix présentes et représentées.

2 332 229 539Voix pour *84 516 260 Voix contre* *723 989 Abstentions*

.....

VINGT-NEUVIÈME 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 99,98% des voix présentes et représentées.

2 415 964 187 Voix pour *512 815 Voix contre* *731 343 Abstentions*

.....

CERTIFIE CONFORME A L'ORIGINAL

Le Secrétaire du Conseil d'Administration



François-Régis Mouret

6.3 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Exercice clos le 31 décembre 2023

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 2023, 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 cidessus est -cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2023 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 821-53 et R. 821-180 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ciavant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles

[Notes 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement », 9.1 « Pertes de valeur », 13.1 « Goodwill » et 13.4 « Tests de perte de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles » de l'annexe aux comptes consolidés]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Au 31 décembre 2023, la valeur nette des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à € 79,3 milliards (après comptabilisation d'une perte de valeur de € 1,3 milliard en 2023), soit 40,7 % du total bilan, et se répartit comme suit : • *Goodwill* : € 12,9 milliards ; • Immobilisations incorporelles : € 8,4 milliards ; • Immobilisations corporelles : € 58,0 milliards. Afin de s'assurer que les actifs sont comptabilisés pour une valeur qui n'excède pas leur valeur recouvrable, votre groupe procède à des tests de perte de valeur, conformément aux dispositions de la norme IAS 36 « Dépréciations d'actifs ». S'agissant des *goodwill*, ces tests sont réalisés annuellement au niveau le plus fin auquel les *goodwill* sont suivis pour les besoins de gestion interne et, s'agissant des actifs, au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) telles que définies par votre groupe lorsqu'il existe un indice de perte de valeur. Ainsi, au 31 décembre 2023, les *goodwill* se répartissent comme suit entre les différents secteurs opérationnels : • Infrastructures : € 5,4 milliards ; • Renouvelables : € 2,2 milliards ; • Fourniture d'énergie : € 1,8 milliard ; • *Energy Solutions* : € 1,2 milliard ; • Thermique : € 1,1 milliard ; • Nucléaire : € 0,8 milliard ; • Autres : € 0,3 milliard.	Nous avons : • examiné la définition des UGT ainsi que l'allocation des goodwill aux secteurs opérationnels ; • apprécié les dispositifs de votre groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ou de reprise de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la direction. • examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et contrôlé les calculs effectués par votre groupe avec le support de nos spécialistes en évaluation. Pour chacun des *goodwill* et pour les UGT présentant un risque spécifique de perte de valeur que nous avons jugé important, nos travaux sur les valeurs d'utilité ont principalement porté sur : • les hypothèses du scénario de référence à long terme de votre groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, inflation) dont nous avons apprécié la cohérence avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie, notamment en matière climatique et de mix énergétique ;

Point clé de l'audit	Notre réponse

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels votre groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :
• des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2024 et du plan d'affaires à moyen terme 2025-2026 approuvés par le comité exécutif et par votre conseil d'administration ;
• au-delà de cette période : d'une extrapolation des flux de trésorerie établie à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, taux de change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence, revue et validée par le comité exécutif et établie par votre groupe pour la période 2027-2050 sur la base de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont proches de ceux de l'*International Energy Agency* avec son modèle APS (*Announced Pledges Scenario*) ou de l'ADEME (« technologie verte »). Les hypothèses considérées en matière de climat et de mix énergétique incluent notamment :
  • des projections à long terme des prix du CO2 en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55 % à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050, fixés par la Commission européenne dans le « Pacte vert pour l'Europe » présenté en décembre 2019 et en juillet 2021,
  • une trajectoire de prix à moyen et long terme de l'électricité reprise dans le rapport produit par votre groupe dans le cadre de l'initiative « Task Force on Climate-Related Financial Disclosures » (TCFD), qui privilégie un mix équilibré intégrant le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique.
Ainsi, les engagements pris spécifiquement par votre groupe au regard des enjeux climatiques, tels qu'exposés en note 1.3.3, en particulier la sortie complète des activités charbon d'ici 2027 en fonction des perspectives propres à chaque actif, sont reflétés dans les valeurs d'utilité. Celles-ci reposent également sur des hypothèses clés, présentées dans la note 13.4 de l'annexe aux comptes consolidés, relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre régulatoire, dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur les valeurs d'utilité considérées.
En ce qui concerne les *goodwill*, pour lesquels nous considérons que le risque de perte de valeur est le plus important, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses structurantes suivantes :
• s'agissant de l'activité Nucléaire, votre groupe a considéré en particulier :
  • l'extension de 10 ans au-delà de 2025 de l'exploitation des seules unités de Doel 4 et Tihange 3 au sein d'une structure juridique dédiée, détenue à parité par l'État belge et votre groupe, selon un modèle économique basé notamment sur un mécanisme de contrat pour différence garantissant la valeur des investissements de prolongation avec un intéressement limité de l'opérateur industriel à une bonne performance technique et économique des installations,
  • jusqu'en 2025 pour les unités nucléaires belges et pour l'horizon couvrant les droits de tirage sur les centrales nucléaires en France, les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés ainsi que l'évolution du cadre régulatoire ;
	• les hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie dont nous avons apprécié la cohérence au regard, notamment, des conditions d'exploitation des actifs et de leur performance intrinsèque ainsi que des règlementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;
	• les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels pour lesquels nous avons apprécié :
	  • la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence de votre groupe,
	  • la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché,
	• les taux d'actualisation dont nous avons examiné les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en faisant appel à des spécialistes internes en évaluation ;
	• la pertinence des analyses de sensibilité de la direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires.
	S'agissant des actifs de production nucléaire en Belgique, nous avons examiné l'accord signé entre votre groupe et le gouvernement belge le 29 juin 2023, devenu liant le 21 juillet, et dont la mise en œuvre a été précisée dans les accords transactionnels signés le 13 décembre 2023, et apprécié ses incidences directes ou indirectes sur l'évaluation des actifs ainsi que sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires.
	S'agissant des actifs pour lesquels une intention de cession est privilégiée par votre groupe, nous avons estimé le caractère hautement probable de cette dernière, les éléments considérés pour évaluer la valeur recouvrable ainsi que les modalités de classification conformément aux dispositions de la norme *IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités non poursuivies »*.
	Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 9.1 et 13.4 de l'annexe aux comptes consolidés, en particulier les éléments se rapportant aux analyses de sensibilité réalisées par votre groupe.

  - la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France au-delà des durées d'exploitation actuelles ;
- s'agissant des activités d'Infrastructures gazières en France, votre groupe a considéré :
  - à l'horizon 2050, le maintien de son réseau d'infrastructures gazières ou sa conversion pour permettre l'acheminement des gaz verts (biométhane, hydrogène…) qui remplaceront progressivement le gaz naturel, en raison du rôle indispensable du gaz qui représente une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergies renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables,
  - des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la base des actifs régulés (BAR) pour la valorisation de ses activités en France.

Enfin, la valeur recouvrable des actifs non stratégiques pour lesquels une intention de cession est privilégiée par votre groupe est, quant à elle, déterminée sur la base de leur valeur de marché diminuée des coûts de cession.

Nous avons considéré l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles comme un point clé de l'audit en raison :

- de l'importance significative de ces éléments dans les comptes de votre groupe ;
- de la sensibilité des évaluations aux hypothèses macroéconomiques, sectorielles et financières retenues ;
- du jugement et des estimations que ces hypothèses induisent de la part de la direction, dans un environnement économique et financier incertain lié en particulier à la forte volatilité des marchés des matières premières, aux tensions géopolitiques et aux enjeux climatiques, dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

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 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement », 17 « Provisions » et 17.2 « Obligations relatives aux installations de production nucléaire » de l'annexe aux comptes consolidés]

Point clé de l'audit	Notre réponse
En tant qu'exploitant nucléaire, votre groupe assume des obligations relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires exploitées en Belgique. En application de la loi belge du 11 avril 2003, partiellement abrogée et modifiée par la loi du 12 juillet 2022, la gestion des provisions correspondantes est confiée à la société Synatom, détenue par votre groupe, qui soumet, tous les trois ans, à l'approbation de la Commission des provisions nucléaires (CPN), un dossier technique et financier décrivant les caractéristiques de base de la constitution et les principales hypothèses financières sous-tendant l'évaluation 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 et financiers de ce dossier.	Dans le cadre de la révision triennale des provisions intervenue en 2022, nous avons (i) examiné les conclusions, observations et recommandations formulées dans les avis de l'ONDRAF et de la CPN, ainsi que la nouvelle proposition adaptée remise par votre groupe à la CPN le 14 février 2023, expliquant les raisons pour lesquelles il considère qu'il ne pouvait être donné suite à certaines de ses remarques, (ii) apprécié les dispositifs mis en œuvre par votre groupe en vue d'évaluer les provisions constituées au titre des obligations relatives aux installations de production nucléaire, et contrôlé les bases sur lesquelles les provisions avaient été évaluées, et (iii) apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses techniques et aux scénarios industriels ainsi qu'aux hypothèses de coûts, d'échéancier des opérations, de taux d'inflation et d'actualisation appliqués aux flux de trésorerie.

Point clé de l'audit	Notre réponse
Au 31 décembre 2023, ces provisions nucléaires, qui s'élèvent à € 23,9 milliards, sont estimées à partir du cadre légal et contractuel actuel et des remarques et hypothèses retenues par la CPN dans son avis définitif du 7 juillet 2023, émis à l'issue du processus de révision triennale 2022, lequel s'est principalement traduit, en 2023, par une diminution de la provision pour démantèlement de € 0,6 milliard. Les provisions nucléaires au 31 décembre 2023 intègrent également un complément de € 5,1 milliards (dont € 0,4 milliard relatif à la part des partenaires de la société Electrabel dans certaines centrales), correspondant à la différence entre les passifs déjà constitués au titre des obligations relatives aux coûts de gestion du combustible usé et des déchets nucléaires et un montant libératoire forfaitaire de € 15 milliards résultant de l'accord signé entre votre groupe et le gouvernement belge le 29 juin 2023, devenu liant le 21 juillet, et dont la mise en œuvre a été précisée dans les accords transactionnels signés le 13 décembre 2023. Cet accord prévoit, outre la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3, le transfert à l'Etat belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible usé, dans la limite d'un crédit volumétrique couvrant la totalité des déchets nucléaires produits par les centrales belges durant leur durée de vie légale depuis leur mise en service jusqu'à leur démantèlement, en contrepartie du paiement libératoire d'un montant forfaitaire de € 15 milliards. La réalisation (*closing*) de cet accord, qui suppose au préalable la levée des conditions suspensives liées (i) au vote par le parlement belge et à l'entrée en vigueur de projets de lois intégrés au contrat ainsi (ii) qu'à l'accord de la Commission européenne en matière d'aide d'État, est considérée comme probable par votre groupe. Votre groupe règlera ce montant forfaitaire libératoire de € 15 milliards en deux termes, soit un premier paiement de € 11,5 milliards au moment du *closing*, pour les déchets de catégories B et C, puis un second paiement de € 3,5 milliards lors du redémarrage des unités prolongées fin 2025, pour les déchets de catégorie A. Après versement de ces échéances, votre groupe conservera essentiellement la responsabilité (i) de l'entreposage sur site des éléments combustibles jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'en 2050, ainsi que leur mise en conformité avec les critères contractuels de transfert des déchets à l'ONDRAF, (ii) ainsi que de la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des centrales nucléaires, en ce compris le conditionnement des déchets de catégories A et B provenant de ces opérations conformément aux critères contractuels de transfert. Enfin, il est également prévu que l'Etat belge prenne à sa charge les coûts complémentaires de désoptimisation des activités de démantèlement en série des différentes unités résultant de la prolongation de 10 ans de Doel 4 et Tihange 3, lesquels pourraient atteindre M€ 500 à M€ 600 selon une évaluation établie par votre groupe. Dans l'attente d'un accord avec l'Etat belge sur le montant exact de la compensation à recevoir, sous le contrôle *in fine* de la CPN, aucun complément de passif n'a été intégré à ce titre dans les provisions nucléaires comptabilisées au 31 décembre 2023. Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison du caractère significatif de leur montant respectif et de leur sensibilité aux hypothèses macroéconomiques appliquées (taux d'inflation et d'actualisation), ainsi qu'aux scénarios industriels retenus et aux estimations de coûts associées.	En cette année 2023 marquée par la finalisation du processus de révision triennale 2022 et par la conclusion d'un accord global avec le gouvernement belge sur l'extension de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires Doel 4 et Tihange 3 et sur le transfert des obligations relatives aux coûts de gestion du combustible usé et des déchets nucléaires en contrepartie d'un paiement libératoire forfaitaire de € 15 milliards, nous avons (i) examiné les conclusions formulées par la CPN dans son avis définitif du 7 juillet 2023 et (ii) apprécié l'incidence sur les comptes de l'accord signé avec le gouvernement belge. Nos diligences ont principalement consisté à examiner : • les bases sur lesquelles les provisions ont été évaluées au 31 décembre 2023, en ce compris les accords intermédiaires et finaux entre votre groupe et le gouvernement belge ainsi que les incidences de la décision de la CPN du 7 juillet 2023 ; • la distinction entre, d'une part, les obligations transférées à l'Etat belge en application de l'accord signé avec le gouvernement en contrepartie d'un paiement libératoire forfaitaire et, d'autre part, les obligations conservées par votre groupe, notamment au titre de l'entreposage sur site du combustible usé, de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement des centrales nucléaires ainsi que du conditionnement et de la mise en conformité du combustible usé et des déchets aux critères contractuels de transfert à l'ONDRAF ; • le caractère virtuellement certain de la créance de € 0,4 milliard détenue sur les partenaires de la société Electrabel dans certaines centrales au titre de leur quote-part dans le complément de € 5,1 milliards intégré au montant forfaitaire libératoire ; • les éventuels effets collatéraux sur les autres actifs et passifs directement liés à l'exploitation des centrales nucléaires exploitées en Belgique ; • la cohérence des scénarios industriels retenus au regard de l'environnement légal et régulatoire actuel ainsi que la concordance avec ces hypothèses des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements. Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 17 et 17.2 de l'annexe aux comptes consolidés, notamment sur l'incidence de l'accord signé avec le gouvernement belge, ainsi que la sensibilité des provisions relatives aux obligations conservées par votre groupe à la variation des hypothèses clés sous-tendant leur évaluation.

Principales estimations et jugements portant sur le chiffre d'affaires

[Notes 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement », 7.1 « Chiffre d'affaires » et 7.2.1 « Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats » de l'annexe aux comptes consolidés]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre groupe procède à des estimations et fait usage de jugements notamment pour la comptabilisation (i) des ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites « énergie en compteur ») et (ii) dans le cas spécifique de l'exercice clos le 31 décembre 2023, des ventes de gaz et d'électricité réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de « bouclier tarifaire ». ***Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (« énergie en compteur »)*** L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre groupe est amené à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2023, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés, non relevés et non facturés) s'élèvent à € 5,3 milliards 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, lequel tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. ***Compensation relative aux ventes de gaz et d'électricité réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de « bouclier tarifaire »*** La forte volatilité observée sur les marchés de l'énergie et l'augmentation significative des prix du gaz naturel et de l'électricité en résultant avaient conduit le gouvernement français à introduire des dispositifs de « bouclier tarifaire » pour le gaz naturel en 2021 et pour l'électricité en 2022. La loi de finances pour 2023 (loi n° 2022-1726 du 30 décembre 2022) a reconduit et modifié les dispositifs de « bouclier tarifaire » pour le gaz (jusqu'au 30 juin 2023) et pour l'électricité (jusqu'au 31 janvier 2024). Les pertes de recettes supportées par votre groupe constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation garantie par l'Etat français, calculée selon les modalités d'application publiées par la Commission de régulation de l'énergie. Dans ce contexte, votre groupe a exercé son jugement afin de déterminer les modalités de comptabilisation de la compensation à recevoir à ce titre. Compte tenu des montants en jeu, de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses retenues de volumes et de prix moyens de l'énergie, et des jugements exercés, nous avons considéré (i) l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé ainsi que (ii) la compensation à recevoir au titre du dispositif de « bouclier tarifaire » comme un point clé de l'audit.	***Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (« énergie en compteur »)*** Les diligences mises en œuvre sur l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé, en France et en Belgique notamment, ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit ; • comparer les informations sur les volumes livrés déterminées par votre groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • examiner que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analyser la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécier la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécier l'antériorité du stock d'énergie en compteur en date de clôture. ***Compensation relative aux ventes de gaz et d'électricité réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de « bouclier tarifaire »*** Concernant les impacts résultant de la mise en œuvre du mécanisme de « bouclier tarifaire » en France, nos diligences ont principalement consisté à : • examiner les dispositions législatives votées dans le cadre de la loi de finances 2023 ainsi que les délibérations de la Commission de régulation de l'énergie portant sur les modalités d'application des mécanismes des dispositifs de « bouclier tarifaire » ; • analyser les conséquences financières tirées par votre groupe de l'application des différentes dispositions encadrant le « bouclier tarifaire », ainsi que l'évaluation de la compensation à recevoir pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2023 ; • apprécier le traitement comptable et les modalités de présentation du produit à reconnaître au sein du compte de résultat. Tant pour le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (« énergie en compteur ») que pour la compensation relative aux ventes de gaz et d'électricité réalisées en France dans le cadre du dispositif gouvernemental de « bouclier tarifaire », nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 7.1 et 7.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion du conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extrafinancière prévue par l'-article L. 225102-1 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. 82310 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.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier, établis sous la responsabilité de la directrice générale. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

En raison des limites techniques inhérentes au macro-balisage des comptes consolidés selon le format d'information électronique unique européen, il est possible que le contenu de certaines balises des notes annexes ne soit pas restitué de manière identique aux comptes consolidés joints au présent rapport.

Par ailleurs, il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2023, nos cabinets étaient dans la seizième 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 cellesci 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 ceuxci.

Comme précisé par l'article L. 821-55 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le Commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que cellesci 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 sousjacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 821-27 à L. 821-34 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 5 mars 2024
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES
Patrick E. Suissa Nadia Laadouli

ERNST & YOUNG et Autres
Charles-Emmanuel Chosson Guillaume Rouger